

# SOMMAIRE

<i>INTRODUCTION GENERALE</i>	<i>1</i>
<i>Chapitre Introductif : La Chaîne de Fourniture de l'Electricité</i>	<i>13</i>
<i>PARTIE I : LA TARIFICATION NORMATIVE DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ</i>	<i>37</i>
<i>Chapitre 1 : Les Coûts de Transport et leur Tarification Optimale</i>	<i>40</i>
<i>Chapitre 2 : Les Approches Théoriques de Gestion des Externalités</i>	<i>104</i>
<i>PARTIE II : L'HARMONISATION DES METHODES TARIFAIRES EN PRATIQUE</i>	<i>175</i>
<i>Chapitre 3 : Les Méthodes Appliquées de Tarification des Pertes et des Congestions</i>	<i>178</i>
<i>Chapitre 4 : L'Harmonisation des Méthodes de Tarification</i>	<i>244</i>
<i>Chapitre 5 : Vers une Uniformisation des Méthodes Tarifaires en Europe ?</i>	<i>316</i>
<i>CONCLUSION GENERALE</i>	<i>386</i>
<i>ANNEXES</i>	<i>394</i>
<i>BIBLIOGRAPHIE</i>	<i>443</i>
<i>TABLE DES MATIERES</i>	<i>464</i>

## INTRODUCTION GENERALE

Depuis quelques décennies, l'organisation des échanges de biens et de services est marquée par l'intégration régionale des marchés et par l'extension des espaces économiques. Ce mouvement d'intégration régionale touche également des secteurs qui relèvent de la production de services publics de réseau, organisés pendant longtemps sous la forme de monopoles verticalement et horizontalement intégrés.

Au niveau théorique, les années cinquante ont en effet été sensiblement influencées par l'approche de l'économie du bien-être, qui justifie l'intervention publique dans les secteurs dont les caractéristiques économiques mettent à mal la coordination par le marché (Pigou [1958]). Au niveau empirique cependant, l'expérience a montré que bien que la structure monopolistique permette de mettre en place des infrastructures essentielles (*essential facilities*), souvent lourdes en capital fixe, elle s'est traduite par des performances économiques très hétérogènes (Joskow [1999a]). La remise en question par les travaux novateurs de Coase [1960], Averch et Johnson [1962], et Demsetz [1968] des justifications théoriques d'une intervention publique systématique dans les industries de réseau a ensuite ouvert la voie à l'introduction d'une dose de concurrence. Ces industries font ainsi l'objet depuis une vingtaine d'années d'une vague de libéralisation. Dans le nouveau contexte concurrentiel qui en résulte, l'intégration régionale vise à dynamiser la concurrence entre les producteurs par l'extension des frontières des marchés.

Le processus d'intégration régionale nécessite que l'on s'interroge sur les conditions d'une concurrence juste et non discriminatoire. Ces conditions renvoient en effet à plusieurs problèmes économiques de nature différentes : le problème de l'harmonisation des politiques fiscales auxquelles sont soumises les industries de réseau, celui de l'harmonisation des modalités d'organisation de la concurrence en production, des degrés d'ouverture à la concurrence, et le problème de l'harmonisation des conditions d'accès et d'utilisation des réseaux de transport. C'est sur ce dernier problème que se concentre cette thèse. Par rapport aux autres secteurs économiques, l'harmonisation des conditions d'accès et d'utilisation des infrastructures de transport est en effet fondamentale pour mettre en place une concurrence effective à l'échelle du marché régional.

Les infrastructures de transport dans les industries des réseaux sont essentielles à la fourniture du bien au client final, et leurs conditions d'accès et d'utilisation font partie intégrante des règles d'échange du bien. A ce titre, les modalités d'accès et d'utilisation des réseaux sont étroitement liées aux modalités d'organisation de la concurrence. L'intégration régionale implique alors d'harmoniser ces conditions, mises en oeuvre et en partie décidées par des gestionnaires de réseau en monopole local, souvent national. Dans un contexte concurrentiel, les conditions d'accès et d'utilisation des réseaux passent essentiellement par le système de prix, par opposition aux mécanismes de contrôle et de commande internes propres à l'organisation monopolistique. Cela pose deux problèmes économiques qu'il convient de distinguer.

Le premier a trait à la tarification de l'accès au réseau. Il fait essentiellement référence aux coûts fixes de transport, poste majoritaire des coûts supportés par les gestionnaires de réseau. Bien que le principe général soit que le tarif d'accès doit être compris entre le coût incrémental moyen pour le gestionnaire de réseau et le coût d'un réseau alternatif supporté par les producteurs, plusieurs méthodes tarifaires peuvent être envisagées (Percebois [1999]). L'intégration régionale nécessite alors d'harmoniser les méthodes mises en oeuvre pour éviter que leur diversité entraîne une distorsion de concurrence entre les producteurs du marché régional.

Le second problème économique est celui de la tarification de l'utilisation des infrastructures de réseau, par opposition au coût des infrastructures elles-mêmes. Certains coûts de transport, tels que le coût des congestions, varient avec l'intensité de l'usage du réseau. La tarification de ces coûts variables du transport apparaît essentielle pour coordonner efficacement les utilisations du réseau par les producteurs et les consommateurs. L'harmonisation des méthodes tarifaires d'utilisation des infrastructures permet alors d'unifier les modes de coordination auxquels sont soumis les maillons concurrentiels de la chaîne de fourniture dans les industries de réseau.

Cette thèse traite de l'harmonisation des méthodes de tarification de l'utilisation des réseaux dans le cadre du marché électrique européen. Nous nous focalisons sur les modes de coordination par les prix entre les utilisateurs du réseau, producteurs et consommateurs d'électricité, mis en oeuvre par les gestionnaires de réseau en monopole local. La création du marché intérieur européen de l'électricité ne s'est en effet pas traduite par la mise en place

d'un unique gestionnaire de réseau. Dans ce cadre, la compatibilité des tarifications de l'utilisation des réseaux en Europe apparaît fondamentale pour assurer l'efficacité économique du marché intégré, c'est-à-dire un marché où les tarifications entraînent des utilisations du réseau cohérentes avec les fondamentaux d'offre et de demande d'électricité à l'échelle du marché régional.

Cette thèse fournit une analyse de l'efficacité comparée des processus d'harmonisation appliqués entre méthodes de tarification du transport. Elle en déduit des solutions institutionnelles et organisationnelles pour mettre en oeuvre un marché d'électricité effectivement unifié en Europe. L'analyse repose sur trois étapes principales.

### ***Les modèles de tarification optimale de l'usage des infrastructures***

Par rapport aux autres industries de réseau, les caractéristiques spécifiques de l'électricité confèrent une place centrale aux modalités de tarification de l'usage des réseaux et rendent absolument essentielle la coordination des transferts d'énergie (Hunt [2002], Joskow [2002]). La compréhension des problèmes économiques posés par l'intégration régionale des marchés électriques nécessite de tenir compte de ces spécificités physiques et de leurs implications économiques sur les échanges d'électricité.

Tout d'abord, la non stockabilité de l'électricité implique que le gestionnaire de réseau doit maintenir un équilibre permanent entre la consommation et la production d'électricité. Les soutirages d'électricité sur le réseau nécessitent qu'au même instant de l'énergie soit produite et transportée. Le gestionnaire de réseau doit dès lors identifier *ex ante* les risques de congestions car le dépassement des capacités limitées des lignes de transport ne se traduit pas par une file d'attente mais par l'écroulement des lignes. Les congestions soulèvent le risque d'une rupture d'approvisionnement extrêmement coûteuse pour la société.

En plus du problème des congestions, qui se pose pour l'ensemble des industries de réseau, le transport d'électricité est également source de pertes d'énergie. Lors de son transport, une partie de la puissance électrique se transforme en effet en puissance thermique. C'est en quelque sorte une auto-consommation d'énergie par le réseau qui doit également être gérée pour assurer la fourniture de l'électricité demandée. Pertes et congestions sont à l'origine de coûts variables d'utilisation du réseau.

Enfin, l'électricité ne circule pas selon un cheminement préalablement défini entre le producteur et le consommateur d'électricité, mais en fonction des règles physiques de l'électrotechnique qui imposent un cheminement fonction de l'ampleur et de la localisation de l'ensemble des utilisations simultanées du réseau. Ces règles, en expliquant comment se transmet l'énergie électrique, ont des conséquences économiques majeures. Notamment, elles montrent que les pertes et les congestions dépendent de l'ensemble des utilisations du réseau par les producteurs et les consommateurs et créent des problèmes de mesure et des externalités positives et négatives entre les utilisations du réseau. Ces externalités complexifient sensiblement la coordination, pourtant essentielle à la continuité de fourniture, entre l'offre et la demande d'électricité (Barzel [1982], Finon et Glachant [2000]).

Ces caractéristiques spécifiques physiques posent la question de l'existence d'une tarification optimale de l'usage du réseau de transport. Est-il possible de concevoir et de mettre en oeuvre une tarification qui incite les utilisateurs du réseau à coordonner leurs échanges sans mettre en péril la continuité de la fourniture d'électricité ? Ou bien faut-il, même dans un contexte concurrentiel, que le gestionnaire de réseau intervienne et modifie autoritairement les échanges d'électricité ?

Nous verrons que dans l'industrie électrique il est possible de surmonter les problèmes de mesure liés aux règles de circulation de l'énergie et qu'il existe des modèles théoriques de tarification optimale de l'utilisation des réseaux. Ces modèles reposent sur la prise en compte des externalités entre les utilisateurs du réseau de sorte qu'ils aient individuellement intérêt à minimiser les coûts directs et indirects des pertes et des congestions. Ils s'appuient sur des organisations du transport et des institutions économiques spécifiques pour déterminer des prix d'utilisation du réseau, tels que les producteurs et les consommateurs d'électricité aient individuellement intérêt à modifier leurs échanges pour minimiser les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande. Ces prix sont extrêmement variables à la fois temporellement et géographiquement.

Deux modèles de tarification s'affrontent. Le premier repose sur une optimisation centralisée des utilisations par le gestionnaire de réseau à partir de la connaissance des offres et des demandes d'énergie de la part producteurs et des consommateurs. Les prix d'utilisation du réseau qui en résultent sont établis *ex post*, après l'établissement des propositions d'offre et de demande d'énergie. Le second modèle théorique repose sur des droits physiques de

transport échangeables entre les utilisateurs. Le gestionnaire de réseau impose une règle d'échange de ces droits permettant aux producteurs et consommateurs d'intégrer les effets indirects de leurs utilisations du réseau.

L'analyse comparée de ces modèles théoriques passe essentiellement par deux voies distinctes. La première consiste à analyser les pouvoirs de marché qu'ils confèrent aux utilisateurs du réseau. En s'appuyant sur des organisations spécifiques du transport d'électricité, centralisée d'une part, décentralisée d'autre part, ces deux modèles théoriques soulèvent en pratique des risques de pouvoirs de marché différenciés pour les acteurs en concurrence. La seconde voie consiste à analyser leurs difficultés de mise en œuvre pratique. C'est l'approche que nous avons choisi d'adopter pour traiter du problème de l'efficacité comparée de ces modèles tarifaires. Ces deux modèles se distinguent notamment par la façon dont ils surmontent les problèmes de mesure liés aux règles de circulation de l'énergie, et par les coûts de transaction qu'ils engendrent pour les utilisateurs du réseau. Cette lecture des modèles nous a amené à nous intéresser aux problèmes de mise en œuvre des méthodes tarifaires, et à identifier la structure du réseau comme une variable déterminante de ces difficultés de mise en œuvre.

### ***La diversité des méthodes tarifaires empiriques***

La création de marchés communs concurrentiels d'électricité incite à tenir compte de l'impact des pertes et des congestions par le système de prix d'utilisation du réseau. La tarification des pertes et des congestions est en effet un élément central de coordination entre des productions et des consommations d'électricité géographiquement dispersées. Du fait des effets externes entre les utilisateurs, la tarification de l'usage des réseaux de transport est au cœur de la création du marché.

En outre, l'intégration régionale des marchés en Europe s'inscrit dans une vision compétitive de l'intégration économique qui vise à placer les agents dans un ensemble unifié dont les performances seraient indépendantes des spécificités institutionnelles et des politiques nationales (Catinat et Jacquemin [1990], Henry [1997]). Elle incite à faire supporter aux producteurs et consommateurs d'électricité les coûts effectifs, directs et indirects, des utilisations du réseau.

La création de larges marchés communs se traduit également par une augmentation des coûts des pertes et des congestions. Parmi les principales raisons à cette augmentation se

trouvent l'accroissement des échanges de longue distance, le dimensionnement des réseaux au regard des productions et des consommations nationales, et l'utilisation accrue des lignes transfrontalières de transport sensiblement moins développées. L'augmentation du coût des pertes et des congestions incite les pouvoirs publics à tarifier efficacement l'usage des réseaux, de sorte que les utilisateurs internalisent les effets externes créés par leurs injections et leurs soutirages d'énergie.

Pourtant, huit ans après l'adoption de la Directive Européenne 96/92 sur le marché intérieur de l'électricité, les méthodes de tarification des pertes et des congestions mises en œuvre par les gestionnaires de réseau des pays membres de l'Union sont encore largement diversifiées et se caractérisent par des degrés d'efficacité économique divers.

L'observation de cette diversité des méthodes tarifaires nous amène à poser la question suivante : comment harmoniser les méthodes de tarification pour qu'au final les demandes d'utilisation du réseau par les producteurs et les consommateurs, donc les injections et les soutirages, soient compatibles avec les fondamentaux d'offre et de demande d'électricité à l'échelle du marché régional ?

Nous apportons une réponse en nous appuyant sur les processus d'harmonisation mis en œuvre en Europe et aux Etats-Unis. La diversité observée des méthodes de tarification contraint les processus d'harmonisation au sein des marchés électriques régionaux, mais cette contrainte se traduit par deux processus d'harmonisation différents. Ils se caractérisent par :

(i) l'uniformisation des méthodes de tarification mises en œuvre à l'échelle de chaque zone, ce qui implique de choisir une méthode de référence fournissant les signaux pour une utilisation efficace du réseau, et de réformer les méthodes actuelles divergentes ;

ou (ii) la combinaison entre des méthodes de tarification différentes par le biais de mécanismes unificateurs susceptibles de rendre cohérents les échanges d'électricité avec les fondamentaux d'offre et de demande d'énergie dans le marché intégré considéré.

Alors que la première solution est mise en œuvre aux Etats-Unis pour créer des marchés régionaux d'électricité, la seconde solution est la voie qui est adoptée en Europe.

Ces processus d'harmonisation soulèvent deux questions. La première est : pourquoi les contraintes posées par la diversité des tarifications de l'utilisation des réseaux au sein des marchés électriques intégrés n'appellent-elles pas les mêmes remèdes ? Pour y répondre, nous

nous concentrerons sur l'analyse de l'environnement réglementaire aux Etats-Unis et en Europe. Nous montrerons notamment que l'absence d'autorité de réglementation fédérale en Europe ne permet pas d'imposer une méthode de tarification unique. La seconde question concerne les conséquences d'une harmonisation par la combinaison des méthodes tarifaires sur l'efficacité économique du marché électrique européen. L'harmonisation par combinaison implique que l'on distingue les méthodes tarifaires entre et au sein des pays membres de l'Union. Nous montrerons en nous appuyant sur une modélisation réaliste des réseaux de transport norvégiens et suédois et des méthodes de gestion des congestions mises en œuvre dans le marché nordique que cette distinction pose le problème du désalignement des incitations transmises aux gestionnaires de réseau. Elle les incite à adopter un comportement opportuniste en manipulant les contraintes de transport. L'harmonisation par l'uniformisation élimine de fait ce potentiel d'inefficacité du marché unifié.

### ***La convergence des méthodes de tarification***

Même si, actuellement, les méthodes de tarification des pertes et des congestions en Europe montrent une relative diversité, l'harmonisation par la combinaison présente un important risque d'inefficacité. En outre, le simple fait de distinguer les méthodes de tarification entre et au sein des pays membres d'un marché électrique censé être unifié est pour le moins surprenant (Boucher et Smeers [2003]). Pourtant, l'absence d'autorité de régulation européenne ne permet pas d'imposer une méthode de tarification unique à l'échelle européenne. Dans ce cadre, nous nous sommes interrogés sur les possibilités d'une convergence volontaire des méthodes de tarification de l'usage des réseaux vers une tarification unique efficace en Europe.

Pour déterminer la probabilité de cette convergence, nous avons tenté d'expliquer empiriquement les méthodes de tarification mises en œuvre par une analyse statistique et économétrique. Pour cela, nous avons considéré que les choix établis résultent d'un arbitrage entre l'efficacité économique des signaux tarifaires et les difficultés de mise en œuvre des méthodes (Green [1997a], Libecap [1999] [2002]).

Cette approche a nécessité une évaluation des difficultés de mise en œuvre des méthodes tarifaires et la construction d'un indicateur exprimant les différences entre les

méthodes appliquées et leur distance par rapport à une tarification optimale des pertes et des congestions.

Nous montrerons alors que les choix de méthodes de tarification dans les différents pays européens résulte de la comparaison entre les avantages attendus de chaque méthode et les coûts de mise en œuvre qu'elles impliquent pour la société. Notamment, les différences de structures de réseau et de technologies de production dominantes au sein des pays membres de l'Union Européenne, invariables à court et moyen termes, justifient la diversité des méthodes tarifaires. Nous montrerons néanmoins que l'efficacité relative des méthodes tarifaires au regard des systèmes électriques nationaux ne préjuge pas de leur inefficacité relative au regard du système européen.

Dans ce contexte, la convergence des méthodes tarifaires européennes vers une tarification efficace unique nécessite de réformer le processus de choix des méthodes de tarification et appelle un changement organisationnel et institutionnel en Europe. Le choix et la mise en œuvre des méthodes tarifaires par les autorités publiques nationales, en fonction des caractéristiques technico-économiques des systèmes électriques nationaux, ne permettra pas d'uniformiser les méthodes tarifaires à court et moyen termes. L'uniformisation nécessiterait *a minima* une autorité de régulation européenne.

### ***Organisation de la thèse***

Cette thèse débute par un chapitre introductif. Elle est ensuite organisée en deux parties.

Le chapitre introductif présente succinctement la chaîne de fourniture de l'électricité, de l'étape de production à l'étape de mise à disposition au consommateur final. De fait, l'analyse économique de la tarification des pertes et des congestions situe la thèse à la frontière, mince dans une industrie de réseau, entre la production et le transport d'électricité. Une brève description des différentes étapes est donc nécessaire. Ce chapitre introductif permet également de replacer la question de l'harmonisation des méthodes de tarification dans le contexte d'une organisation concurrentielle de l'industrie électrique, en soulignant les conséquences de la déréglementation sur l'organisation de la chaîne de fourniture.

La première partie est consacrée à la présentation et à l'analyse de la tarification normative du transport d'électricité, fondamentale dans la compréhension des processus d'intégration économique européen et américain.

Le premier chapitre s'attache tout d'abord à présenter les caractéristiques physiques de l'électricité. Ces caractéristiques permettent de « décoder » les règles de l'électrotechnique, qui ont des conséquences économiques sur les échanges d'énergie. Elles imposent des contraintes technico-économiques fortes sur l'équilibre entre l'électricité consommée d'une part, et l'électricité produite et transportée d'autre part. Ces contraintes montrent la nécessité d'une coordination étroite entre l'offre et la demande d'électricité pour la continuité de la fourniture d'énergie. Les caractéristiques physiques de l'électricité montrent également comment se forment et évoluent les coûts, fixes et variables, du transport. D'un point de vue normatif, ces coûts doivent être à la base des tarifications du transport.

Dans un second temps, ce chapitre présente le modèle de tarification optimale du transport d'électricité. Des utilisations du réseau qui ne mettent pas en péril la continuité de la fourniture nécessitent soit une intervention autoritaire permanente du gestionnaire de réseau pour modifier les plans de production et de consommation des agents, soit un système de prix qui incite les agents à une utilisation efficace du réseau. Ce modèle permet alors d'explicitier les caractéristiques des prix d'utilisation du réseau qui incitent à minimiser les coûts variables de transport, à infrastructures données. Dans un environnement concurrentiel, il présente néanmoins des problèmes d'acceptation pour les utilisateurs du réseau. Les prix de transport, constitués des seuls coûts des pertes et des congestions, sont extrêmement variables à la fois temporellement et géographiquement.

Le second chapitre s'attache à analyser les modèles théoriques d'organisation du transport d'électricité en environnement concurrentiel. Deux modèles principaux ont en effet été proposés pour mettre en oeuvre une tarification optimale des pertes et des congestions, tout en surmontant les difficultés d'acceptation posées pour les utilisateurs du réseau. Également efficaces en théorie, ces deux modèles diffèrent sur l'organisation des échanges d'électricité qu'ils proposent, centralisée d'une part, décentralisée de l'autre. Ce chapitre s'efforce d'établir le lien entre ces modèles théoriques et la gestion « pigouvienne » et « coasienne » des externalités. Il montre en quoi les pertes et les congestions sur le réseau peuvent être analysées comme les principales manifestations des externalités entre les

utilisateurs du réseau. Ces effets externes trouvent leur source dans les problèmes de mesure posés par les règles physiques de circulation de l'énergie. Enfin, ce chapitre établit les principales conditions d'arbitrage entre ces deux modèles d'organisation, en identifiant la complexité des transactions et les problèmes de mesure qu'ils posent. En pratique, l'efficacité relative de ces modèles théoriques dépend du contexte dans lequel ils sont mis en œuvre. L'analyse de l'efficacité des méthodes tarifaires nécessite de dépasser le cadre purement normatif et nous a conduit à adopter une approche néo-institutionnelle.

La deuxième partie de la thèse analyse l'efficacité et les possibilités de mise en œuvre des modes de coordination horizontale effectivement utilisés pour unifier les marchés électriques concurrentiels.

L'objectif du chapitre trois est d'identifier les méthodes de tarification des pertes et des congestions effectivement appliquées dans les zones de contrôle européennes et américaines étudiées. Cette analyse empirique confirme les prédictions théoriques du chapitre deux quant aux coûts de transaction et aux problèmes de mesure posés par l'organisation décentralisée du transport d'électricité. Elle montre également qu'au delà du mode d'organisation - centralisé ou décentralisé -, les méthodes de tarification du transport se caractérisent par des degrés d'internalisation des externalités variables, allant d'une absence totale d'internalisation à une internalisation complète *via* une tarification implicite nodale, largement inspirée du modèle théorique d'organisation centralisée. Dresser une typologie des méthodes tarifaires mises en œuvre nécessite alors de tenir compte de la différenciation temporelle et géographique des pertes et des congestions et de leur mode de valorisation, administré ou en fonction de l'offre et de la demande d'énergie. Pour chacun de ces critères, différentes spécifications sont possibles et la combinaison de ses spécifications permet de caractériser la diversité des méthodes tarifaires entre les zones de contrôle d'un même marché d'électricité régional.

Le quatrième chapitre propose une analyse de l'efficacité des processus d'harmonisation. Il montre que la diversité des méthodes tarifaires entre les zones de contrôle d'un même marché régional contraint les modes de coordination horizontale envisageables. Il identifie ainsi deux modes de coordination, largement inspirés des organisations théoriques du transport présentées dans le chapitre deux : (i) la coordination par l'uniformisation des méthodes tarifaires, qui nécessite qu'une autorité choisisse une méthode unique de référence

et oblige à réformer les méthodes divergentes ; et (ii) la coordination par la combinaison entre méthodes tarifaires, qui implique d'élaborer des mécanismes unificateurs entre des méthodes de tarification diverses. Par une analyse des environnements réglementaires, nous mettons en évidence que l'uniformisation mise en œuvre aux Etats-Unis par l'autorité de régulation fédérale n'est à l'heure actuelle pas transposable en Europe, caractérisée par un éclatement des pouvoirs exécutifs et législatifs entre les différents états membres.

Ce chapitre montre alors que l'harmonisation par la combinaison des méthodes tarifaires pose un problème d'incitation pour les gestionnaires de réseau en distinguant les méthodes de tarification intra et inter-zones de contrôle. En nous focalisant sur les problèmes d'incitation et de mesure posés par ce mode de coordination, nous mettons en évidence le risque de comportement opportuniste qu'il génère pour les gestionnaires de réseau. Nous mettons en cause la bienveillance souvent supposée des gestionnaires de réseau et proposons une simulation des comportements opportunistes sur une représentation modélisée du système électrique des pays nordiques. La modélisation tient compte des règles de circulation de l'électricité, ce qui permet de souligner l'impact des problèmes de mesure et la latitude qu'ils impliquent pour adopter un comportement stratégique. Cette inefficacité potentielle de l'harmonisation par combinaison nous permet de souligner la nécessité d'une autorité de réglementation supranationale pour contrôler et réglementer les activités transfrontalières des gestionnaires de réseau.

Le cinquième et dernier chapitre propose d'évaluer empiriquement les facteurs déterminants de la diversité des méthodes tarifaires en Europe. A notre connaissance, une seule étude (Comillas [2002]) a mené ce type d'analyse. Mais cette étude s'attache à expliquer non pas la diversité des méthodes de tarification des pertes et des congestions, diversité qui implique des mécanismes unificateurs entre zones, mais la diversité des niveaux de coûts de transport, fixes et variables. Par l'évaluation des facteurs déterminants de la diversité des méthodes, ce chapitre permet d'estimer les possibilités d'une convergence volontaire des gestionnaires de réseau européens, sans l'impulsion centralisée d'une autorité de régulation fédérale, vers le choix d'une méthode de tarification implicite nodale entre et au sein des zones de contrôle. Le cadre d'analyse néo-institutionnel nous permet d'identifier les facteurs déterminants de la diversité des méthodes et d'en tester empiriquement l'impact sur les zones de contrôle européennes. Notre cadre d'analyse met en exergue trois facteurs déterminants : la structure du réseau, caractérisée par son degré de maillage et le déséquilibre géographique entre les centres de production et de consommation ; la structure de production, caractérisée

par le degré d'intégration horizontale des producteurs et la flexibilité relative des technologies de production ; et la structure de régulation, en distinguant le mode de régulation *ex ante* et *ex post*, et les moyens dont disposent les autorités de régulation nationales. Ces facteurs permettent de rendre compte des blocages éventuels à l'adoption volontaire d'une tarification implicite nodale.

Nous proposons également une grille d'évaluation des méthodes tarifaires pour obtenir un indicateur quantitatif de leur diversité en Europe. L'application de cette grille aux méthodes observées permet alors d'évaluer statistiquement les relations entre les trois facteurs déterminants qui ont été identifiés et les méthodes de tarification mises en oeuvre. Le pouvoir explicatif des facteurs structurels invariants à court et moyen terme indique une faible probabilité d'assister à une convergence des méthodes tarifaires vers une unique tarification nodale en Europe. Bien que sous-optimales, les méthodes tarifaires choisies sont adaptées aux caractéristiques invariantes des systèmes électriques des zones de contrôle considérées, et tant qu'elles seront élaborées au sein de chaque zone de contrôle, il est peu vraisemblable que ces méthodes convergent.

## CHAPITRE INTRODUCTIF : LA CHAÎNE DE FOURNITURE DE L'ÉLECTRICITÉ

Ce chapitre introductif a pour objet de présenter la chaîne de fourniture d'électricité, et en particulier dans cette chaîne de fourniture, le transport d'électricité. Nous utilisons l'expression chaîne de fourniture plutôt que chaîne de production pour distinguer l'étape de production *stricto sensu*, qui se manifeste par de l'énergie électrique « à la sortie des centrales », du concept plus large de fourniture de l'électricité, qui recouvre à la fois la production et la mise à disposition de l'électricité. Les principales étapes de cette chaîne de fourniture seront caractérisées par rapport à leurs coûts de production, et par rapport aux difficultés de coordination qu'elles posent. Comme dans les autres industries de réseau, le transport d'électricité a un rôle central pour coordonner les productions et consommations.

Cette caractérisation permettra de rendre compte des choix d'organisation des systèmes électriques lors de leur mise en place, et des principaux motifs économiques au passage à une industrie concurrentielle. Le dérèglementation des industries électriques des vingt dernières années bouleverse l'organisation de la chaîne de fourniture, jusqu'ici verticalement et horizontalement intégrée au sein de zones délimitées. Cette caractérisation permettra également de mettre en évidence l'une des principales difficultés du processus de régionalisation des échanges d'électricité, à savoir, concevoir et mettre en œuvre de nouveaux mécanismes de coordination entre les étapes de la chaîne de fourniture, mais également entre les utilisateurs du réseau pour gérer les problèmes d'externalités, d'investissement et de spécificité des actifs propres à cette industrie de réseau (Joskow [1996], Joskow et Schmalensee [1983]).

La première section présentera les différents étapes de la chaîne de fourniture d'électricité en précisant leur principale fonction dans la mise à disposition de l'électricité. La nature du bien fourni introduit une interdépendance forte entre ces étapes. La seconde section examinera l'organisation monopolistique de l'industrie électrique, dominante au milieu du 20<sup>ème</sup> siècle. Enfin, la troisième section présentera l'organisation des secteurs électriques en environnement concurrentiel. On assiste en effet à un mouvement de dérèglementation de l'industrie électrique, motivé à la fois par des raisons macroéconomiques, technologiques et économiques (Hogan [2002], Hunt et Schuttleworth [1996]).

## SECTION 1 : LES PRINCIPALES ETAPES DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE

Dans l'industrie électrique comme dans les autres industries de réseau, la production, en amont de la chaîne de fourniture d'électricité est mise en relation avec la consommation, en aval de la chaîne de fourniture de l'électricité par le biais d'infrastructures de transport essentielles à la mise à disposition du bien. Ces infrastructures, qui relient les unités de production entre elles et les unités de production aux centres de consommation, est ce que l'on désigne par le terme générique de réseau. Contrairement à d'autres industries de réseau, l'industrie électrique a en outre ceci de particulier qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de mode alternatif au réseau de transport pour permettre la fourniture du bien. La non stockabilité de l'électricité et les coûts fixes élevés qui caractérisent les infrastructures de transport font du réseau un maillon essentiel et incontournable. Ce rôle d'intermédiation des infrastructures de transport, qui mettent en rapport les producteurs d'électricité et les consommateurs d'électricité, est un attribut essentiel des industries de réseau (Currien [1993]).

L'analyse de ces industries en terme de « bien réseau » (ou « bien système », Perrot [1995]) par la nouvelle économie des réseaux permet de caractériser les biens produits par ces industries. Cette analyse part du constat que la fourniture d'un « bien réseau » nécessite de combiner plusieurs couches d'activités élémentaires et complémentaires. Prises séparément, chacune de ces couches élémentaires est alors sans valeur puisque c'est de la combinaison de ces couches complémentaires que résulte le bien valorisé par les consommateurs. Dans l'industrie électrique, on peut ainsi distinguer une composante dont la fonction principale est de produire de l'électricité, donc le bien final, une composante dont la fonction est de transporter l'électricité sur des réseaux, une composante dont la fonction est de coordonner les utilisations des réseaux, et une composante chargée de la commercialisation et de la vente d'électricité<sup>1</sup>. La fonction de transport d'électricité peut elle-même être décomposée en une composante qui est chargée d'écouler l'électricité produite en masse, sur des lignes qui, du fait des volumes transportées, fonctionnent à des niveaux de tension<sup>2</sup> élevés, et une composante chargée de l'acheminement vers le consommateur final. Cette dernière transporte des quantités relativement plus faibles d'énergie et fonctionne à des niveaux de tension moins élevés. On parle généralement de réseau de transport et réseau de distribution. Ces

---

<sup>1</sup> Cette composante est parfois nommée le *supply* de l'électricité.

<sup>2</sup> La tension reflète l'énergie potentielle qui est susceptible d'être libérée par une charge électrique (cf. chapitre un et annexe technique).

composantes fonctionnelles constituent autant d'étapes nécessaires à la fourniture d'électricité.

### **1.1- La production d'électricité**

La production d'électricité est l'étape initiale de la chaîne de fourniture. Elle est caractérisée par la combinaison d'un type de turbine et d'une source d'énergie primaire qui se traduit par la production d'électricité dans des centrales électriques<sup>3</sup>. Cette combinaison entraîne des « profils de coûts » différenciés en fonction de l'importance relative des coûts fixes et des coûts variables de production. En ne retenant que les principaux paramètres distinctifs, la répartition entre coûts fixes et variables dépend du type de turbine, de la taille de l'unité de production, et de son mode de production. La comparaison des coûts de production issus de chaque combinaison de turbine et d'énergie primaire est un exercice très délicat qui nécessite de prendre en compte ces trois dimensions pour être en mesure de donner une évaluation du coût complet de production.

En France, la dernière étude de référence publiée à ce sujet (DIGEC [1997]) fournit un premier aperçu de la compétitivité relative des technologies de production de l'électricité. Il en ressort que la technologie nucléaire reste la technologie la plus compétitive pour une production en continu sur une période de temps relativement longue. C'est ce que l'on appelle la production en base de l'électricité caractérisée par une durée de fonctionnement annuelle de 5000 à 6000 heures. En semi-base (durées de fonctionnement annuelle entre 1000 et 3500 heures environ), le cycle combiné au gaz apparaît relativement plus compétitif. Enfin, les turbines à gaz et les turbines à combustion au fioul constituent des technologies privilégiées pour satisfaire les pics de consommation (quelques centaines d'heures par an). Il s'agit là de technologies de production utilisées pour la pointe, en période de tension entre la production et la consommation d'électricité<sup>4</sup>. La variabilité de la demande d'électricité, présentée dans la suite de ce chapitre, nécessite en effet d'utiliser certaines technologies quelques heures seulement dans l'année (Joskow et Schmalensee [1983]).

La relation de dépendance entre compétitivité relative des technologies de production et mode de fonctionnement (base, semi-base et pointe) peut être expliquée simplement en se basant sur la structure de coûts de production de chaque technologie. Le coût d'une centrale

---

<sup>3</sup> La combinaison d'un type de turbine et d'une source d'énergie primaire permet de caractériser une technologie de production d'électricité.

<sup>4</sup> En période de pointe, le réseau est très chargé et transfère des flux de puissance élevés, partant de la quasi totalité des moyens de production existants pour satisfaire une consommation importante.

se répartit en deux composantes principales : les coûts fixes de production (coûts de capital et coûts fixes d'exploitation), et les coûts variables de production. Ces derniers sont constitués essentiellement des coûts de combustibles, variables en fonction du combustible considéré<sup>5</sup>, et du type de turbine.

La répartition entre coûts fixes et coûts variables dépend principalement du type de centrale (technologie, âge), de la taille des centrales, et de leur mode de fonctionnement. Pour simplifier, on peut retenir que les centrales qui présentent des coûts fixes de production élevés (centrales nucléaires, certaines centrales hydrauliques) ont des coûts variables relativement faibles alors que celles qui présentent des coûts fixes faibles (turbines à combustion, moteurs diesel) ont des coûts variables élevés.

Il s'agit là bien évidemment d'une présentation très simplifiée, qui néglige notamment les coûts de démarrage, les coûts incrémentaux par pallier d'énergie produite... mais qui s'avère suffisante par rapport à l'objet de cette thèse. Le principal intérêt de l'exposé de la structure des coûts de production dans une analyse du transport d'électricité a trait à la gestion des congestions sur le réseau de transport qui nécessite de disposer d'unités de production pour de très courtes périodes de temps. La comparaison des compétitivités relatives des technologies de production montre que toutes les technologies ne sont pas flexibles. Pour répondre à des besoins spécifiques, des technologies a priori peu compétitives mais mobilisables à très court terme peuvent donc être amenées à produire.

## **1.2- Le transport et la distribution d'électricité**

Les étapes de transport et de distribution d'électricité ont ceci en commun qu'elles mobilisent toutes les deux l'utilisation d'un réseau. Le rôle de ces réseaux est d'acheminer l'électricité, massivement pour le réseau de transport et localement pour le réseau de distribution.

Le réseau de transport connecte les moyens de production centralisés<sup>6</sup> aux centres de distribution<sup>7</sup> et aux gros consommateurs industriels<sup>8</sup> d'électricité. Les consommateurs d'électricité directement raccordés au réseau de transport sont donc de gros consommateurs.

---

<sup>5</sup> Les principaux combustibles pour la production en gros sont le charbon, le gaz, l'uranium, l'eau et le fuel.

<sup>6</sup> Centrales nucléaires, gaz, charbon, hydrauliques...

<sup>7</sup> Les centres de distribution transmettent l'énergie reçue du réseau de transport vers les niveaux de tension inférieurs, les réseaux de distribution, en vue de l'approvisionnement de clients industriels et domestiques.

<sup>8</sup> L'Office Statistique des Communautés Européennes *Eurostat* distingue neuf catégories de consommateurs industriels allant d'une consommation annuelle de 30000 kWh à 70000 MWh et trois catégories de clients domestiques allant d'une consommation annuelle de 600 kWh à une consommation de 3500 kWh.

En France, 39% de la consommation d'électricité et plus de 96% de la production sont raccordée directement au réseau de transport.

Le réseau de transport est à l'origine des systèmes électriques<sup>9</sup> actuels en permettant le transfert d'énergie sur de longues distances (Bastard *et al.* [2000]). Le réseau de transport fonctionne sous des niveaux de tension élevés (haute et très haute tension) car il transporte des quantités importantes d'électricité. De ce fait, et puisqu'il relie les unités de production entre elles, le réseau de transport a un rôle essentiel en terme de sécurité d'approvisionnement en énergie électrique. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle il est généralement caractérisé par une structure maillée<sup>10</sup>. Le maillage du réseau permet en effet d'accroître la sécurité d'approvisionnement en offrant à l'énergie plusieurs chemins possibles entre le producteur et le consommateur. C'est pour les raisons inverses que les réseaux de distribution sont nettement moins maillés (Bastard *et al.* [2000])<sup>11</sup>.

En effet, les réseaux de distribution relient les centres de distribution et les moyens de production décentralisés<sup>12</sup> vers le consommateur final d'électricité. Etant donnée la faiblesse relative des quantités d'énergie transportées, ils fonctionnent à des niveaux de tension relativement plus faibles (moyenne tension et basse tension). La délimitation des réseaux de transport et de distribution reste toutefois très variable en fonction des pays et n'est pas uniquement déterminée par les niveaux de tension<sup>13</sup>.

La non stockabilité de l'électricité, caractéristique essentielle du bien et contrainte opérationnelle fondamentale pour sa fourniture, nécessite que sur les réseaux, les injections d'électricité par les producteurs soient égales à chaque instant aux soutirages d'électricité du réseau par les consommateurs<sup>14</sup>. Injections et soutirages d'électricité doivent donc être étroitement coordonnés pour satisfaire cet équilibre en temps réel. C'est la raison pour laquelle une institution centrale, le gestionnaire de réseau, fournit des services intermédiaires de contrôle-commande (Currien [1993]) qui permettent de piloter l'usage des infrastructures de sorte que l'intermédiation entre les producteurs en amont et les consommateurs en aval de la chaîne de fourniture se traduise par la fourniture effective d'électricité.

---

<sup>9</sup> Par système électrique, nous faisons référence à l'ensemble des actifs physiques nécessaires à la fourniture de l'énergie électrique, c'est-à-dire aux actifs de production, de transport et de distribution.

<sup>10</sup> Une structure maillée renvoie à l'existence de plusieurs chemins pour aller d'un endroit à un autre du réseau (cf. annexe technique).

<sup>11</sup> En l'absence totale de maille, on parle de réseau radial ou linéaire.

<sup>12</sup> Unités de cogénération, éoliennes

<sup>13</sup> Cf. chapitre cinq pour une illustration de cette variabilité.

<sup>14</sup> On suppose ici l'absence de pertes que nous présenterons dans le chapitre un.

En pratique, le gestionnaire de réseau est chargé de deux types de fonction. Tout d'abord, il doit assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux. En outre, il doit veiller à la continuité de la fourniture d'électricité dans une zone déterminée, appelée zone de contrôle<sup>15</sup>. Pour cela il bénéficie d'un pouvoir discrétionnaire sur la production et la consommation d'électricité dès lors qu'il considère que la fiabilité du système est en cause. Ce pouvoir discrétionnaire peut être source de comportement opportuniste pour le gestionnaire de réseau à qui il convient de transmettre des signaux incitatifs adéquats.

La réunion de ces deux fonctions au sein d'une institution unique correspond davantage au contexte réglementaire européen qu'au contexte américain. Aux Etats-Unis en effet, on observe que dans un contexte concurrentiel, elles sont souvent séparées entre un gestionnaire de réseau d'une part, et un opérateur de marché d'autre part. En Europe, on distingue généralement le gestionnaire de réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution. La thèse porte exclusivement sur gestionnaire du réseau de transport, principale entité impactée par la régionalisation des échanges d'électricité.

### **1.3- La commercialisation de l'électricité**

Le dernier maillon de la chaîne de fourniture de l'électricité concerne la commercialisation d'électricité. La commercialisation renvoie au service commercial qui accompagne la fourniture d'électricité (facturation, relevé des compteurs, intervention chez le client...). Elle nécessite que le vendeur établisse des prévisions de demande d'électricité de ses clients.

Anticiper la demande d'électricité, même quelques heures en avance n'est pas un exercice facile. La consommation d'électricité est constituée de l'ensemble des consommations des appareils électriques branchés sur un réseau. Elle varie donc en permanence en fonction des connexions et déconnexions qui interviennent en temps réel et sans préavis. Deux caractéristiques peuvent toutefois être notées, la première au niveau des variations infra-journalières et la seconde au niveau des variations inter-journalières. Au niveau infra-journalier, on peut distinguer des heures de jour et des heures de nuit, et éventuellement pendant les heures de jour une pointe quotidienne. Au niveau inter-journalier, on distingue souvent la consommation en fonction des saisons et du jour de la semaine. En

---

<sup>15</sup> Précisément, une zone de contrôle est un ensemble délimité d'ouvrages de réseau formant un système techniquement et géographiquement démarqué, capable de fonctionner de façon indépendante en cas d'urgence. Une zone de contrôle est gérée par un gestionnaire de réseau unique qui applique sur sa zone une méthode de tarification du transport identifiée. Elle correspond souvent aux frontières politiques et institutionnelles des pays.

Europe, elle est généralement plus élevée pendant une semaine d'hiver que pendant un week-end d'été.

Néanmoins, cette classification grossière de la demande ne préjuge pas des différences nationales en fonction de la température, du niveau de vie, de la croissance économique, de l'abondance ou non de combustibles alternatifs... Il semble en effet qu'il s'agisse là des principales variables explicatives des niveaux de consommation alors que les prix d'électricité n'ont qu'un impact faible<sup>16</sup>. Elle ne préjuge pas non plus de l'ampleur des fluctuations effectives de la demande notamment à très court terme. Cette incertitude présente des problèmes de coordination car le gestionnaire de réseau, chargé d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande doit ajuster en temps réel la production d'électricité pour coller au plus près les variations de la demande. Cet ajustement est une conséquence essentielle des contraintes spécifiques du transport d'électricité<sup>17</sup>. Il implique une marge de manœuvre importante pour le gestionnaire de réseau qu'il convient de prendre en compte dans la conception de son organisation et de ses incitations.

Dans la chaîne de fourniture de l'électricité, la commercialisation relie l'électricité en provenance des réseaux de transport ou de distribution et le consommateur final. Lorsque l'électricité est en provenance des réseaux de transport, les consommateurs finals concernés sont essentiellement des gros consommateurs industriels avec des besoins importants en énergie électrique (industrie papetière, industrie sidérurgique, de l'aluminium, de traitement de l'eau...). Dans ce cas, le service commercial qui accompagne la fourniture d'électricité est souvent directement intégré à la firme consommatrice qui négocie directement les conditions d'achat de son électricité avec le producteur. Pour l'approvisionnement des clients domestiques, l'électricité provient des réseaux de distribution. La fonction de commercialisation de l'électricité n'a donc que de faibles interactions avec le réseau de transport, dont l'objet est de transporter en masse l'électricité produite vers de gros consommateurs. C'est la raison pour laquelle nous n'aborderons pas davantage les problématiques de la commercialisation dans la thèse.

---

<sup>16</sup> En effet, l'élasticité prix de la demande d'électricité est réputée faible, voire même nulle à très court terme (Joskow et Schmalensee [1983]). Des études économétriques le confirment avec toutefois des ordres de grandeur variables. Ainsi, à partir de données horaires, Patrick et Wolak [1997] évaluent des élasticités prix allant de  $-0,007$  à  $-0,28$  en fonction du consommateur industriel considéré. Toujours avec des données horaires, Wolfram [1999] évalue une élasticité prix de la demande à  $-0,17$  pour des valeurs moyennes de prix et de quantité d'échange de gros d'électricité. Enfin, à long terme, Reiss et White [2001] évaluent une élasticité prix moyenne annuelle de la demande des consommateurs domestiques de  $-0,39$ .

<sup>17</sup> Cf. chapitre un.

Les sections suivantes décriront l'organisation de la chaîne de fourniture de l'électricité ainsi que les principales relations entre les activités de cette chaîne en fonction de deux environnements institutionnels distincts : l'environnement monopolistique et l'environnement concurrentiel. La régionalisation des échanges d'électricité s'inscrit dans le cadre d'une organisation concurrentielle de l'électricité. L'extension des frontières des marchés électriques vise d'ailleurs à dynamiser la concurrence entre les acteurs de l'industrie.

## **SECTION 2- ORGANISATION DE LA CHAÎNE DE FOURNITURE EN ENVIRONNEMENT MONOPOLISTIQUE**

La croissance tout au long du 20<sup>ème</sup> siècle des besoins de fourniture en électricité s'est concrétisée dans la majorité des pays par la mise en place de monopoles, souvent nationaux, verticalement et horizontalement intégrés. Même si des différences ont pu subsister entre pays, la tendance générale était à la mise en place d'un opérateur dominant responsable de l'alimentation en énergie d'une zone de contrôle définie<sup>18</sup>. Au milieu du 20<sup>ème</sup> siècle, l'industrie électrique était donc dominée par des opérateurs horizontalement intégrés disposant d'une zone d'activité privilégiée et verticalement intégrés. Des variantes organisationnelles pouvaient exister mais si l'intégration verticale et horizontale s'est parfois trouvée incomplète, elle a été remplacée par des mécanismes de quasi-intégration, des contrats de long terme pour la plupart, pour assurer la coordination des activités<sup>19</sup>.

### **2.1- Fondements de l'organisation monopolistique**

L'organisation monopolistique de l'industrie électrique a été principalement justifiée par des arguments relatifs à la structure de coûts de production d'électricité et par des arguments relatifs à la coordination des différentes étapes de la fourniture d'électricité.

#### **2.1.1- Les arguments relatifs à la fonction de coût**

Ces arguments relèvent pour l'essentiel de la théorie du monopole naturel (Sharkey [1982]). Dans ce cadre, une firme est en monopole naturel lorsque les caractéristiques

---

<sup>18</sup> Plusieurs zones ont pu coexister à l'intérieur d'un même pays. Ce fut le cas notamment en Allemagne et aux Etats-Unis où le territoire national a été divisé en zones caractérisées par la présence d'un opérateur dominant responsable de l'approvisionnement en énergie et de la sécurité du système électrique.

<sup>19</sup> Ainsi, en Grande-Bretagne, l'opérateur dominant disposait du monopole de la production et de transport seulement. Les compagnies de distribution bénéficiaient de contrats de distribution exclusif sur une zone définie et étaient coordonnées avec le monopole en production-transport par des contrats de long terme.

techniques relatives à sa fonction de coût de production sont telles que la demande du bien ou service produit est plus efficacement servie par une seule firme que par plusieurs. La firme présente alors des rendements d'échelle croissants dans la production du bien ou du service et est caractérisée par des coûts fixes de production élevés relativement aux coûts variables. Autrement dit, il est relativement plus efficace que la firme amortisse ses coûts fixes de production en produisant des quantités élevées du bien et laisser une seule firme approvisionner le marché évite une duplication coûteuse des coûts fixes de production. Concrètement, la mesure des économies d'échelle peut passer par le calcul de l'élasticité du coût de production du bien par rapport aux quantités produites. Une élasticité inférieure à un indique alors la présence d'économies d'échelle. Mais même si les rendements d'échelle sont constants ou décroissants, il peut être plus efficace qu'une seule firme fournisse la demande dès lors que le niveau de production efficace de la firme permet de satisfaire une large proportion de la demande. Il semble donc que la référence au concept d'économie d'échelle, bien qu'assez intuitif, ne permette pas de caractériser complètement les situations de monopole naturel.

Plutôt que d'économie d'échelle, il est utile pour définir un monopole naturel de se référer à la sous-additivité de la fonction de coûts de production. Pour une production totale  $q = q_1 + q_2 + \dots + q_n$ , une fonction de coûts est dite strictement sous-additive lorsque :  $C(q) < C(q_1) + C(q_2) + \dots + C(q_n)$  (Baumol *et al.* [1982]). Lorsqu'une seule firme produit alors le coût de production du bien ou du service est inférieur au coût de production qui résulterait de toute autre combinaison de firmes dans l'industrie. L'intérêt de la sous-additivité par rapport au concept de rendements d'échelle croissants est surtout notable dans le cas de monopoles naturels multi-produits, car alors la condition d'économies d'échelle n'est plus nécessaire ni suffisante pour justifier l'existence d'un monopole naturel. Il faut ajouter au concept d'économies d'échelle celui d'économies d'envergure.

Dans le cadre des industries électriques, l'organisation industrielle monopolistique a permis le développement des infrastructures nécessaires à la fourniture d'électricité, lourdes en capital fixe. Les infrastructures de production n'étaient pas épargnées. Les caractéristiques des technologies de production alors disponibles poussaient en effet à la recherche d'économies d'échelle, contribuant à augmenter la taille des unités de production. En effet les technologies de production les plus efficaces pour satisfaire la demande d'électricité en base sont intensives en capital fixe et présentent des coûts variables de production beaucoup plus faibles. Par conséquent, la satisfaction de la majeure partie de la demande d'électricité

nécessite la mise en place d'unités de production qui présentent les caractéristiques de rendements d'échelle croissants (Joskow et Schmalensee [1983]).

Les réseaux de distribution et de transport d'électricité présentent également des coûts fixes élevés. A ce niveau, la principale différence entre ces deux types de réseaux vient du fait que les économies de densité sont fondamentales<sup>20</sup> dans l'évaluation de la zone de desserte d'un distributeur en monopole. On estime en effet qu'au fur et à mesure que le nombre de consommateur desservis par le distributeur augmente alors les coûts par unité d'énergie distribuée diminuent. A densité égale cependant, la baisse des coûts unitaires de distribution avec la taille de la zone de desserte semble plus incertaine. Si l'on se concentre sur le transport d'électricité, Perez-Arriaga [1992] distingue trois caractéristiques propres aux infrastructures de transport qui se manifestent par la création d'économies d'échelle. Tout d'abord, le choix d'investissement dans le réseau de transport est un choix discret. Les investissements dans le réseau sont contraints par les niveaux de tension pré-existants et par un nombre très limité de variations technologiques<sup>21</sup> qui réduisent substantiellement l'ensemble des choix d'investissement disponibles. D'autre part, si on classe ces choix par ordre croissant de capacité de transport, leurs coûts unitaires par longueur de ligne et par unité de capacité sont décroissants de façon monotone. Enfin, le coût additionnel qui résulte d'une sous-capacité de transport est généralement plus élevé que les économies dégagées d'un excédent de capacité. L'impact des sous ou sur-capacités sur les coûts de fonctionnement du système n'est donc pas symétrique. Couplée au fait que les choix d'investissement sont des choix discrets, cela entraîne un relatif sur-investissement dans les infrastructures de transport si l'on veut minimiser les coûts de transport.

Dans la chaîne de fourniture, les réseaux de transport et de distribution sont les plus propices au développement d'économies d'échelle. Les ordres de grandeur entre les coûts fixes et les coûts variables de transport seront donnés dans le chapitre un. Bien que la présence d'économies d'échelle dans la production d'électricité soit davantage critiquée, notamment parce qu'elle dépend des technologies considérées (Joskow et Schmalensee [1983]), la mise en place des systèmes électriques actuels dans un contexte de croissance forte de la demande et de besoins en capacités de production en base a pu justifier l'organisation monopolistique de la production (Percebois [2001]). Ces conditions ont néanmoins changé une fois les moyens de base installés.

---

<sup>20</sup> Cela vient notamment du fait que les réseaux de distribution desservent l'ensemble des clients résidentiels et une partie des clients industriels alors que seuls des clients industriels sont raccordés aux réseaux de transport.

<sup>21</sup> Par exemple en terme de variations du nombre de fils électriques par circuit.

### 2.1.2- Les arguments relatifs à la spécificité des actifs et à la coordination des activités

D'autres arguments ont été invoqués pour justifier le choix des formes organisationnelles. Ces arguments mettent en évidence la dimension temporelle des transactions et identifient explicitement les conditions de concurrence *ex ante* et *ex post*. Ici, la variable fondamentale n'est pas la fonction de coût mais la spécificité des actifs impliqués lors des échanges d'électricité et les relations de dépendances bilatérales entre co-contractants qui en résultent (Williamson [1976][1985][1996]). L'investissement par les co-contractants dans des actifs spécifiques, par nature peu redéployables sur des activités économiques alternatives, les met dans un relation de dépendance mutuelle qui présente le risque de comportement opportuniste d'une des parties au contrat. Il est dès lors plus efficace de nouer des relations de long terme pour se protéger du risque de comportement opportuniste.

Tout d'abord, les étapes de production, de transport et de distribution doivent être étroitement coordonnées dans le temps pour que l'électricité soit fournie (Joskow et Schmalensee [1983]). La non stockabilité de l'électricité contraint à une collaboration verticale étroite entre les étapes de production, de transport et de distribution de sorte que l'offre et la demande d'électricité soient continuellement équilibrées. Il faut donc, du fait des risques posés par un déséquilibre entre l'offre et la demande<sup>22</sup>, que l'électricité puisse être instantanément transportée. En outre, l'utilisation du réseau est source d'externalités<sup>23</sup>, qui impliquent que la combinaison de l'ensemble des injections et des soutirages d'électricité doit être considérée pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. La fourniture d'électricité est donc temporellement spécifique au sens où la coordination temporelle des productions et des consommations est fondamentale pour satisfaire la consommation d'électricité (Finon et Glachant [2000]). Cette spécificité justifie la gestion centralisée des flux d'électricité sur les zones de contrôle par une entité unique, le gestionnaire de réseau, garante de la continuité des approvisionnement en énergie électrique sur la zone.

De plus, un préalable nécessaire à la coordination entre les étapes de la chaîne de fourniture est que les unités de production soient raccordées au réseau. Sans accès au réseau, une centrale n'a aucune utilité. Il en est d'ailleurs de même d'un réseau sans aucun producteur connecté. Cette spécificité mutuelle contraint les choix de localisation des producteurs d'électricité (Finon et Glachant [2000]). La spécificité de site de la production d'électricité, qui engendre une dépendance entre producteur et transporteur, est encore accrue si l'on

---

<sup>22</sup> Le problème de l'équilibre entre offre et demande sera largement développé dans le chapitre un.

<sup>23</sup> Elles seront analysées en détail dans le chapitre deux.

considère les différences entre réseaux de transport et de distribution. Ainsi, une centrale nucléaire ou une grosse centrale charbon doivent, pour pouvoir écouler leur production, être raccordées exclusivement au réseau de transport et non pas au réseau de distribution caractérisé par un débit plus faible. L'électricité produite est caractérisée par une quantité de puissance écoulee et un niveau de tension qui ne peuvent être injectés qu'en certains points spécifiques du réseau, dimensionnés pour recevoir cette quantité de puissance, à ce niveau de tension (Joskow [1996], Finon et Glachant [2000], Glachant [2002]).

A plus long terme également, équipements en production et en infrastructures de réseau sont étroitement liés. En effet, le développement des lignes de transport et de distribution en courant alternatif<sup>24</sup> a permis de relier à moindre coût des unités de production géographiquement dispersées et a contribué à ce qu'investissements en production et en infrastructures de réseau soient substituables (Joskow et Schmalensee [1983]). En effet, dès lors qu'il devient efficace de transporter l'énergie électrique sur de larges distances, les demandes supplémentaires d'un gros consommateur d'électricité sur le territoire peuvent être satisfaites par la construction d'une unité de production nouvelle, proche du lieu de consommation, ou par le développement du réseau pour acheminer de l'énergie en provenance d'une unité éloignée. C'est donc à la fois la continuité de l'approvisionnement par le maintien de l'équilibre offre et demande et l'exploitation efficace du système électrique qui entraînent une interdépendance forte entre les étapes de production et de transport.

Dans ce cadre, l'intégration verticale permet d'assurer une coordination entre les étapes de la chaîne de fourniture sur la base de mécanismes de contrôle et de commande internes. Elle est apparue comme une solution organisationnelle efficace pour coordonner ces étapes tout en limitant les problèmes d'opportunisme liés à une dépendance bilatérale entre les agents, et optimiser le fonctionnement du système électrique dans son ensemble.

Au delà des justifications en terme de coûts de production, les caractéristiques de l'électricité posent donc des problèmes de coordination tant au niveau vertical qu'au niveau horizontal, auxquels l'intégration fournit une première solution. La thèse se concentrera sur les problèmes de coordination entre les utilisateurs du réseau de transport, au cœur de la problématique de la régionalisation des échanges d'électricité.

---

<sup>24</sup> Cf. annexe technique.

## **2.2- La réglementation du monopole**

Bien qu'il ait été *a priori* plus efficace d'organiser l'industrie électrique sous la forme de monopoles lors de la mise en place des systèmes électriques actuels, la présence d'une firme unique pose le problème de l'inefficacité allocative du monopole. Non réglementée, elle risque en effet d'user de son pouvoir de marché pour fixer des prix supérieurs aux prix qui maximiseraient le surplus social (Varian [1995]). Il y a alors un transfert de surplus des consommateurs vers le monopole qui se traduit par une baisse relative de surplus social par rapport à une allocation socialement optimale. Pour l'économie publique, ce transfert doit être corrigé par l'intervention de l'Etat ou d'une entité tierce en soumettant le monopole à des règles qui réduisent les incitations à fixer un prix de monopole (Laffont et Tirole [1986], Baron et Myerson [1982]). En pratique, le risque d'inefficacité du monopole s'est d'ailleurs traduit par l'intervention d'une autorité de réglementation pour fixer les prix de vente ou les formules de calcul des prix de vente d'électricité. Le problème est alors pour le régulateur de concevoir les incitations qui lui permettent d'obtenir les informations sur l'activité réglementée pour fixer les prix en conséquence (Laffont et Tirole [1993], Lévêque [1998]).

L'intervention des pouvoirs publics pour remédier au risque d'exercice du pouvoir de marché a néanmoins été critiquée. Demsetz [1968], Goldberg [1976], et Williamson [1976][1985] ont ainsi montré que la réglementation publique n'est pas la seule solution et que dans certaines circonstances, d'autres solutions doivent être privilégiées. L'analyse approfondie des caractéristiques des transactions dans le secteur électrique semble justifier néanmoins la réglementation des monopoles d'électricité. Ainsi, alors que dans certaines industries de réseau, des mécanismes concurrentiels d'enchères *ex ante* permettent d'encadrer les transactions du fait de la faible spécificité des actifs utilisés, dans l'industrie électrique, la spécificité des actifs engagés rend la simple menace d'une concurrence *ex post*, lors de la renégociation des franchises, insuffisante pour assurer le respect des obligations contractuelles (Williamson [1985]). L'introduction de mécanismes concurrentiels *ex ante* doit alors s'accompagner d'une régulation publique *ex post* (Glachant [2002], Joskow et Schmalensee [1983]). En particulier, la fonction de coordinateur des flux électriques confère au gestionnaire de réseau un positionnement central dans l'industrie électrique concurrentielle et crée une relation de dépendance entre les utilisateurs du réseau et le gestionnaire. On comprend dès lors que l'introduction de la concurrence dans l'électricité s'accompagne également d'une réglementation publique.

### **SECTION 3- ORGANISATION DE LA CHAÎNE DE FOURNITURE EN ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL**

Depuis les années 80-90, la préoccupation majeure est devenue celle de la compétitivité internationale et de l'introduction de mécanismes concurrentiels dans des industries considérées jusque là comme des monopoles naturels (Percebois [2001]). L'impact des innovations technologiques ainsi que l'essor d'approches analytiques nouvelles concernant les industries de réseau ont pu justifier ces réformes concurrentielles.

Bien que plusieurs modèles de déréglementation aient pu être envisagés (Hunt et Shuttleworth [1996], Joskow et Scmalensee [1983]), il semble que l'introduction de la concurrence aussi bien en Europe qu'aux Etats-Unis suive quelques caractéristiques centrales communes.

#### **3.1- Les changements technologiques**

Les innovations technologiques de ces dernières années ont touché de nombreux domaines. Au niveau de la production d'électricité, elles ont permis d'envisager des unités efficaces à plus petite échelle. Ainsi l'un des faits marquants des changements technologiques est le développement de la production d'électricité à partir du gaz. Les unités de production au gaz (cycles combinés, turbines à gaz) présentent un profil de coût différent des centrales nucléaires et hydrauliques. Elles sont en effet caractérisées par des coûts fixes relativement faibles et des coûts de combustible variables en fonction des prix du gaz. Ces technologies semblent davantage adaptées à l'évolution de la demande dans les pays développés. Une fois installés les moyens de production en base qui permettent de satisfaire un niveau fixe minimum de la demande, le reste de la demande à satisfaire est une demande variable, relativement plus faible. Or, la taille efficace d'un cycle combiné gaz est située entre 350 et 700 MW contre une taille efficace pour une centrale nucléaire de 1400-1500 MW (Chevalier [2003]). Il s'agit de technologies plus flexibles que la technologie nucléaire pour des raisons d'efficacité économique relatives à la structure de coûts et des raisons purement techniques<sup>25</sup>. Les turbines à gaz et les cycles combinés sont donc davantage susceptibles de suivre les variations de la demande d'électricité. L'avènement des technologies de production d'électricité au gaz marque donc la moindre pertinence du concept d'économies d'échelle dans la production d'électricité et la baisse des investissements en capital fixe.

---

<sup>25</sup> Les interventions sur une centrales nucléaire sont des manœuvres très délicates.

Un autre domaine d'innovations majeur concerne les technologies de l'information qui ont perfectionné les méthodes de comptage et de facturation en temps réel (Bastard *et al.* [2000]). Les progrès réalisés en matière d'équipements électroniques de comptage permettent dorénavant de comptabiliser précisément les productions et consommations d'énergie, de traiter les données issues de ce comptage, de les afficher et de facturer les prix qui en résultent en temps réel. Ces innovations ont bien sûr une importance considérable quant à la possibilité de facturer les consommateurs en fonction de leur demande instantanée (étape commercialisation) mais également au niveau de la coordination verticale entre les activités de production, de transport et de distribution. La coordination étroite qu'il faut maintenir entre ces étapes pour qu'en temps voulu, le réseau soit susceptible d'écouler le volume exact d'énergie électrique produite est en effet largement facilitée. Enfin ces innovations permettent de facturer l'utilisation des réseaux de transport en fonction de leur utilisation effective et jouent un rôle fondamental dans la tarification des coûts variables du transport (Finon [1997])<sup>26</sup>.

### **3.2- La séparation verticale des activités de la chaîne de fourniture**

L'essor de la nouvelle économie des réseaux a joué un rôle significatif dans la mise en œuvre des nouvelles structures d'organisation en environnement concurrentiel. L'une des caractéristiques fondamentales de l'organisation concurrentielle des industries de réseau est en effet la séparation verticale des différentes étapes de la fourniture d'électricité. Le principe de séparation est au cœur de la nouvelle économie des réseaux<sup>27</sup>.

Cette approche économique analyse les biens produits par les industries de réseau comme des « biens réseaux », ou « biens systèmes », qui résultent de la coordination entre de nombreuses composantes fonctionnelles (Bouttes et Haag [1992] Perrot [1995]). Le concept de « bien système » met l'accent sur la nécessaire combinaison de plusieurs composantes fonctionnelles élémentaires et complémentaires pour fournir le bien<sup>28</sup>.

---

<sup>26</sup> Le chapitre un montrera que la tarification optimale des coûts d'utilisation du réseau de transport entraîne des prix variables en temps réel. Sans les progrès réalisés au niveau des technologies de l'information, il serait impossible de concevoir la mise en œuvre de ce type de méthode.

<sup>27</sup> Pour une critique de ce principe, voir Baralé [2000].

<sup>28</sup> L'une des illustrations classiques est le transport aérien organisé sous forme de « *hub and spokes* » autour de plaques tournantes (les *hubs* ou moyeux) à partir desquelles se fait l'acheminement vers la destination finale le long de rayons (les *spokes* ou rayons). C'est la combinaison des moyeux et des rayons, coordonnés par les services d'aiguillage du trafic et l'attribution de droits d'atterrissage, qui permet la fourniture du service final de transport.

Currien [1993] précise le concept de « bien système » dans les industries de réseau en distinguant explicitement trois couches d'activités en interaction dans le processus de fourniture du bien : (i) la couche inférieure représente les infrastructures, séparées selon qu'elles soient de longues ou faibles distances ; (ii) la couche centrale correspond à l'infrastructure constituée des services de contrôle-commande qui permettent de coordonner l'utilisation des infrastructures dans la fourniture du bien ou service ; (iii) la couche supérieure est celle des services finals d'utilisation, chargée de la différenciation du bien ou du service fourni en fonction des besoins des consommateurs.

Les activités de chacune de ces couches doivent être coordonnées de façon à permettre le dénouement des transactions entre producteurs et consommateurs. Mais individuellement, chaque couche correspond à une composante fonctionnelle différente du bien et est susceptible de constituer une forme organisationnelle séparée, dès lors que les relations d'interdépendance entre les composantes peuvent être gérées par des modes de coordination adaptés.

Dans le secteur électrique, cette analyse en terme de « bien réseau » s'est traduite par une dé-intégration entre des activités où les innovations technologiques permettent d'introduire la concurrence (la production et la commercialisation d'électricité) et les activités de transport et de distribution, qui constituent la couche des infrastructures en monopole. La séparation entre l'infrastructure, qui permet d'optimiser l'utilisation des réseaux, et les infrastructures de transport est variable selon l'environnement institutionnel<sup>29</sup>.

L'organisation monopolistique des réseaux de transport et de distribution a justifié que les gestionnaires de réseau électrique soient l'objet d'un contrôle et d'une réglementation accrue, par rapport au contrôle *ex post* et sur la base de plaintes des autorités de la concurrence (Perrot [2002]). Ce contrôle accru passe généralement par la mise en place d'une autorité de régulation spécialisée.

Par contre, production et commercialisation de l'électricité sont dorénavant considérées comme des activités concurrentielles. Cela ne signifie pas l'absence de règles pour organiser les échanges d'électricité en concurrence (Staropoli [2001]). La concurrence en production et commercialisation d'électricité a encouragé la création d'une nouvelle

---

<sup>29</sup> En cela, on peut distinguer l'organisation dominante aux Etats-Unis avec une séparation de l'infrastructure et des infrastructures. Les réseaux de plusieurs propriétaires d'actifs de transport ont été regroupés et gérés par une entité unique chargée de la coordination des utilisations du réseau. En Europe, ces deux couches sont généralement regroupées, à l'exception de l'Italie où le GRTN est le gestionnaire des flux de puissance alors que les entreprises de distribution sont propriétaires des ouvrages du réseau de transport.

activité dans la chaîne de fourniture de l'électricité, le négoce, pour arbitrer entre les prix de marché de l'électricité.

Organisation du transport et de la concurrence en production ne sont pas totalement décorréliées et l'opérateur du marché, qui confronte les offres et demandes d'électricité, et le gestionnaire de réseau doivent être étroitement coordonnés de sorte que les échanges d'électricité négociés entre les producteurs et les consommateurs puissent être écoulés sur le réseau<sup>30</sup>.

Du fait des caractéristiques du transport d'électricité, la dérégulation de l'industrie électrique ne peut être complète et dans ce cadre, le maintien d'une intégration verticale entre activités concurrentielles et monopolistiques présente le risque de transformer la production d'électricité en un monopole de fait (Joskow and Schmalensee [1983]). Toutefois, la séparation verticale ne précise pas le degré de séparation nécessaire à la fourniture d'un service de transport non discriminatoire. En particulier, si le principal risque est celui de subventions croisées entre activités concurrentielles et monopolistiques, alors une simple autonomie de gestion avec séparation comptable des activités est nécessaire. Si au contraire la séparation comptable laisse subsister des risques de collusion entre le transporteur et le producteur de la même entité, alors la séparation souhaitée sera sans doute une séparation complète en terme de propriété des firmes qui se traduit par des entités juridiques distinctes sans lien capitalistique. La séparation de l'actionnariat supprime alors toute relation institutionnelle entre le monopole et l'activité concurrentielle. La position centrale des gestionnaires de réseau et l'impact de leurs décisions sur les activités concurrentielles pose la question de la structure de propriété et des principes d'organisation internes des gestionnaires qui seraient les mieux à même de limiter les risques de comportements opportunistes (Joskow et Schmalensee [1983]).

La Directive Européenne 96/92/CE pose les premiers jalons de l'introduction de la concurrence dans les industries électriques européennes. Elle laisse aux Etats membres le libre choix entre une séparation purement comptable, une séparation juridique et une séparation en propriété<sup>31</sup> du transport et de la production. Six années après son adoption, la Commission Européenne milite cependant pour des règles de séparation plus strictes entre transporteur et

---

<sup>30</sup> En pratique, la distinction des tâches entre le gestionnaire du réseau (ou opérateur du système) et l'opérateur du marché peut être floue et on observe parfois qu'une partie des coûts de transport, les coûts variables des congestions et des pertes, est allouée non pas par le gestionnaire du réseau mais par le biais du prix de l'électricité échangée, déterminé par l'opérateur du marché. Le chapitre un montrera que la nature du coût des congestions et des pertes peut justifier cette séparation des tâches.

<sup>31</sup> Le même type de dispositions s'applique également pour la séparation verticale entre la distribution et la production d'électricité.

producteur aux dépens de la séparation purement comptable (Commission Européenne [2002a] [2002b] ). En effet plus le degré de séparation est élevé, plus l'engagement de non discrimination des gestionnaires de réseau est crédible. Cette séparation plus stricte a d'ailleurs été retenue dans la deuxième directive européenne (Commission Européenne [2003a]).

Dans cette configuration verticalement dé-intégrée, l'accès des tiers au réseau et les conditions d'accès au réseau sont essentielles pour permettre le développement de la concurrence en production et vente d'électricité et éviter par là même d'installer à la place de monopoles souvent publics des monopoles privés (Tennbakk [2000]). Le principe d'accès des tiers au réseau est que le gestionnaire des infrastructures essentielles à la fourniture du bien mette ces infrastructures à la disposition de tous, au moins dès lors qu'il existe des capacités de transport inutilisées. Les conditions de mise à disposition doivent être non discriminatoires et équitables. Il s'agit là de conditions fondamentales dans une industrie de réseau puisque la tarification de l'une des composantes fonctionnelles (le transport par exemple) a des incidences sur les autres composantes du bien (l'offre et la demande d'électricité), et une tarification discriminatoire de l'utilisation du réseau entre les acteurs entraîne des distorsions sur les maillons concurrentiels de l'industrie électrique.

La Directive européenne 96/92/CE a sur ce point également autorisé deux modalités différentes d'accès au réseau<sup>32</sup>. La première est un accès régulé des tiers, basé sur des tarifs de transport publiés, uniformes par catégorie d'utilisation du réseau<sup>33</sup>, et garantis par une entité chargée de la réglementation du secteur, qui, les a, avant ou après leur entrée en vigueur, validés. La seconde modalité autorisée est un accès négocié des tiers où les conditions d'utilisation de l'infrastructures sont décidées au cas par cas entre l'autorité en charge de ces infrastructures et l'opérateur qui souhaite les utiliser. L'accès négocié doit satisfaire néanmoins les conditions d'équité et de non discrimination entre les utilisateurs du réseau. Il n'a été choisi qu'en Allemagne où tarifs d'accès au réseau sont publiés à titre indicatif<sup>34</sup>. Le choix des modalités d'accès a également un impact important quant à la crédibilité de

---

<sup>32</sup> Une troisième modalité était également prévue, le modèle de l'acheteur unique, avec une production concurrentielle d'électricité mais un monopole sur le transport et la vente d'électricité aux consommateurs. Après avoir été longuement soutenue, notamment par la France, elle n'a finalement été retenue dans aucun des Etats membres.

<sup>33</sup> Certains tarifs peuvent ainsi différencier les utilisations du réseau selon qu'elles soient longues ou courtes, leur localisation sur le réseau, selon la période à laquelle elles interviennent... Nous reviendrons sur ces différenciations lorsque nous étudierons les tarifications appliquées du transport dans la seconde partie de la thèse.

<sup>34</sup> Pour une analyse néo-institutionnelle des règles d'accès au réseau en Allemagne, voir Dubois [2002]. Voir également Brunekreft [2002] pour une modélisation des risques de discrimination dans le contexte d'un accès négocié au réseau.

l'engagement de non discrimination et d'équité des gestionnaires de réseau et la deuxième directive européenne ne mentionne plus que l'accès régulé des tiers au réseau (Commission Européenne [2003a]).

Les évolutions de la théorie économique, couplées aux innovations technologiques ont donc permis d'envisager une nouvelle forme d'organisation de l'industrie électrique, séparée en activités élémentaires. Toutefois, la dé-intégration verticale des activités peut prendre différentes formes et l'analyse des méthodes tarifaires mises en oeuvre montrera que le degré de séparation est susceptible d'influencer les tarifications.

### **3.3- Le rôle du gestionnaire de réseau en environnement déréglementé**

Dans un contexte verticalement dé-intégré, le gestionnaire de réseau est séparé des autres maillons de la chaîne de fourniture. Son rôle est essentiel puisqu'il est non seulement l'autorité responsable de la continuité de l'approvisionnement en énergie électrique, mais également, l'autorité chargée d'implémenter l'accès des tiers au réseau dans des conditions équitables et non discriminatoires. Il est à la fois garant du dénouement physique des relations contractuelles entre les producteurs et consommateurs d'électricité, et à ce titre a l'autorité pour modifier en temps réel les programmes de production et de consommation des utilisateurs du réseau, et chargé de la mise en oeuvre de l'accès de ces utilisateurs aux infrastructures de transport. En pratique, cette « double responsabilité » entraîne des fonctions diverses.

Tout d'abord, le gestionnaire de réseau est chargé des décisions de maintenance et d'entretien, ainsi que du développement du réseau<sup>35</sup>.

Le gestionnaire de réseau est également chargé de l'ajustement entre l'offre et la demande d'électricité. Pour cela, il doit centraliser *ex ante* les informations, au moins en terme de quantité, concernant les transactions commerciales entre les producteurs et les consommateurs d'électricité. Connaissant ces transactions, il doit assurer la continuité d'un approvisionnement de qualité en maintenant en temps réel l'équilibre entre les productions et les consommations d'électricité. A ce titre, il doit *a minima*<sup>36</sup> veiller à la bonne exécution des

---

<sup>35</sup> Les décisions de développement, du fait des missions de service public qui sont généralement assignées à l'industrie électrique, peuvent être soumises à la validation des pouvoirs publics.

<sup>36</sup> Nous verrons que les modalités choisies peuvent accroître l'implication du gestionnaire de réseau dans la compensation des pertes et la gestion des congestions. Quoi qu'il en soit, *a minima*, il est toujours chargé de leur contrôle pour qu'au final la somme des productions en t soit égale à la somme des consommations en t.

transactions prévues, gérer les situations d'incidents, contrôler la compensation des pertes et la gestion des congestions sur le réseau. Il est également responsable du comptage des écarts entre les utilisations du réseau prévues et effectives en vue de leur règlement financier. Le gestionnaire de réseau est chargé d'assurer ces fonctions sur l'ensemble de sa zone de contrôle mais également sur les interconnexions entre zones de contrôle en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau.

Enfin, il est chargé de raccorder les producteurs et consommateurs qui le souhaitent au réseau et de facturer ses services de transport dans des conditions non discriminatoires.

Selon la répartition des pouvoirs entre le gestionnaire de réseau et l'autorité chargée de la réglementation du transport d'électricité, le gestionnaire est plus ou moins impliqué dans le processus d'élaboration des méthodes de tarification et de fixation des tarifs en niveau<sup>37</sup>.

### **3.4- La réglementation des activités**

L'introduction de la concurrence s'accompagne d'une déréglementation incomplète de la chaîne de fourniture d'électricité qui se traduit par le maintien en monopole des activités de réseau. En pratique, trois segments au moins de l'industrie électrique peuvent être l'objet d'une réglementation.

Tout d'abord, la coexistence d'activités concurrentielles et d'activités en monopole, dont le fonctionnement est essentiel à l'instauration de la concurrence, implique de mettre en oeuvre un contrôle des conditions d'accès et d'utilisation des réseaux. Il convient là de vérifier que ces conditions sont justes et non discriminatoires pour les acteurs en concurrence. Ce contrôle est d'autant plus justifié lorsque, comme c'est le cas la plupart du temps dans le secteur électrique, les gestionnaires des infrastructures de transport et de distribution sont directement issus des anciens monopoles intégrés. En pratique, le maintien en monopole des réseaux s'est traduit par la mise en place d'une autorité chargée du contrôle des termes et conditions d'utilisation des réseaux.

Mais il existe également d'autres segments de l'industrie électrique susceptibles d'être l'objet de réglementation publique. Les industries électriques sont en effet généralement chargées de missions de service public. Ces missions ont toujours leur raison d'être dans un contexte concurrentiel et leur existence, de par les coûts supplémentaires qu'elles entraînent

---

<sup>37</sup> Voir le point 3.4. infra sur la question de la réglementation du transport et le chapitre cinq pour une analyse appliquée de la répartition de ces pouvoirs décisionnels en Europe.

pour certaines entreprises, impose le contrôle de l'exécution de ces missions, de leur coûts et de l'imputation de ses coûts (Percebois [2001]).

Enfin, l'ouverture à la concurrence d'industries jusqu'alors dominées par un opérateur unique présente le risque d'un désavantage compétitif pour les nouveaux entrants. Ce risque a pu justifier la nécessité qu'une autorité de régulation spécifique contrôle les conditions de concurrence et leur évolution dans les activités de production et de vente d'électricité.

Lorsque nous aborderons les méthodes de régulation et de contrôle dans la thèse, nous ferons référence à la seule réglementation des activités de réseau, et plus précisément des activités de réseau de transport. A ce sujet, plusieurs formes de réglementation des conditions d'accès et d'utilisation du réseau sont possibles.

Une première forme est celle d'une réglementation « *cost plus* ». Avec cette méthode, l'entité chargée du contrôle des gestionnaires de réseau, évalue les coûts fixes et variables du réseau et en déduit un niveau de recettes « acceptable », qui permette la couverture des coûts variables et une rémunération « juste » des investissements en capital. Ce niveau de recettes est alors fixé pour une certaine période à l'issue de laquelle le régulateur mène une nouvelle évaluation des coûts, qui entraîne le cas échéant une révision du niveau de recettes. La difficulté de l'exercice pour l'autorité de régulation réside alors dans la mise en place de mécanismes de révélation d'information sur les coûts par les gestionnaires d'infrastructures (Laffont et Tirole [1993]). Un écueil important de cette méthode réside également dans l'absence d'incitation à la recherche de gains d'efficacité dans la gestion des réseaux pour les monopoles, assurés de couvrir leurs coûts. En outre, un contrôle de type « *cost plus* » présente le risque de surinvestissement dans les infrastructures de réseau par rapport à ce qui serait économiquement justifié, puisque l'assiette des coûts sur laquelle est basée l'estimation des recettes autorisées dépend des investissements en capital (Averch et Johnson [1962]).

Une seconde forme consiste en une réglementation de type « *price cap* », basée sur un plafonnement des prix que peuvent appliquer les opérateurs en monopole (Littlechild [2000]). Traditionnellement, le prix est fixé en fonction d'un indice, souvent le taux d'inflation, et d'un facteur représentatif des gains de productivité attendus par le régulateur dans l'activité de gestion du réseau. Tout gain de productivité supérieur au facteur fixé par l'autorité de régulation génère des recettes supplémentaires que le gestionnaire de réseau est autorisé à conserver, au moins en partie. A l'inverse, un gain de productivité effectif moindre entraîne des pertes, non recouvrables par les prix de transport. Le recours au « *price cap* » présente donc l'avantage d'inciter à une minimisation des coûts du réseau et évite le risque de

surinvestissement par le monopole. Son efficacité dépend toutefois du choix des facteurs qui gouvernent la fixation du prix. La dépendance entre le prix et les facteurs sélectionnés pose la question de la pertinence de l'indice adopté et des objectifs de productivité fixés. Notamment, des cibles de productivité trop élevées entraîne le risque de sous-investissement et à terme de dégradation de la qualité de l'énergie fournie. De plus, comme dans la méthode du « *cost plus* », le plafond est fixé pour une certaine période au-delà de laquelle il est ajusté en fonction de l'évolution des gains de productivité. Si les ajustements sont fréquents, le gestionnaire de réseau peut favoriser le recherche de gains de productivité seulement modestes pour éviter par la suite un abaissement conséquent de son plafond de prix. A l'inverse d'ailleurs avec une méthode « *cost plus* », la fixation d'un niveau de recette pour une période assez longue peut inciter à dégager des gains de productivité en cours de période<sup>38</sup>. En pratique, les méthodes de régulation sont donc davantage situées sur un continuum entre un modèle « *cost plus* » et un modèle « *price cap* » au sens strict (Percebois [2001]).

La distinction entre le modèle de réglementation du type « *cost plus* » et modèle du type « *price cap* » recoupe sur certains points la distinction entre une régulation *ex ante* et une régulation *ex post*. La Commission Européenne définit un mode de régulation *ex ante* comme un mode « où l'entité chargée de la réglementation du transport supervise l'ensemble de la procédure de fixation des tarifs et des conditions d'accès au réseau »<sup>39</sup>. Concrètement, ça implique un contrôle global *ex ante* du chiffre d'affaires ou des bénéfices du gestionnaire de réseau et au moins l'approbation d'une méthode de tarification. Avec un système de régulation *ex post*, les gestionnaires de réseau notifient leurs tarifs à l'entité chargée de la régulation du secteur, qui a alors la possibilité d'intervenir si ces tarifs ne la satisfont pas. L'autorité de régulation britannique du gaz et de l'électricité utilise également la distinction entre régulation *ex ante* et *ex post* en précisant le type de contrôle mis en œuvre (Ofgem [2002]). Dans le premier cas, l'entité en charge de la régulation du transport applique un contrôle normatif des prix et définit par avance un ensemble de règles spécifiques à suivre. Dans le cas d'un mode de régulation *ex post*, le contrôle est moins normatif. Dans ce cadre en effet, l'autorité de régulation est susceptible d'intervenir mais après seulement que les événements critiqués aient eu lieu. On s'approche alors d'un contrôle par les autorités de

---

<sup>38</sup> L'Efficient Component Pricing Rule est une autre méthode de régulation qui fixe la charge d'accès au niveau de la somme du coût incrémental moyen subi du fait de l'utilisation du réseau par des concurrents et du coût d'opportunité subi du fait du détournement d'une partie de la demande qui se porte sur les offres des concurrents. Cette méthode n'est pas appliquée à notre connaissance dans la régulation des réseaux de transport d'électricité. Elle ne se conçoit que si le gestionnaire de réseau demeure le principal fournisseur du bien, ce qui va à l'encontre de la séparation des activités dans l'industrie électrique.

<sup>39</sup> Commission Européenne [2002a].

concurrence avec des enquêtes déclenchées au cas par cas à la suite de plaintes (Dubois [2002]).

Le mode de régulation associé aux modalités d'accès au réseau et de séparation verticale des activités choisies impacte la crédibilité de l'engagement de non discrimination du gestionnaire de réseau de transport. La directive Européenne 96/92/CE laisse le choix entre plusieurs modalités d'accès au réseau et de séparation verticale des activités. Au niveau de la réglementation du transport, elle n'impose pas de mettre en place une autorité sectorielle, compétente pour juger *ex ante* et *ex post* des conditions d'utilisation des infrastructures de transport (Perrot [2002])<sup>40</sup>. L'Allemagne est néanmoins le seul pays qui a choisi une régulation des conditions de transport d'électricité par les autorités de la concurrence. Bien que la Commission Européenne favorise maintenant une telle autorité (Commission Européenne [2003a]), elle reste nuancée concernant la méthode de réglementation à adopter. Notamment, il semble que régulation *ex post* et *ex ante* et degré de séparation verticale soient deux mécanismes de crédibilité substituables aux yeux de la Commission et qu'une séparation complète en propriété entre transport et production justifie une régulation *ex post* seulement des conditions d'accès au réseau (Commission Européenne [2002a]).

Quoi qu'il en soit, les modalités de séparation verticale, d'accès au réseau et de réglementation sont autant de gages potentiels de la neutralité du gestionnaire de réseau vis-à-vis des maillons en concurrence.

## Conclusion

L'objet de ce chapitre introductif était de présenter la chaîne de fourniture de l'électricité et son organisation en environnement monopolistique et concurrentiel. La mise en place de marchés électriques régionaux s'inscrit dans le cadre d'une organisation concurrentielle, verticalement dé-intégrée, des industries électriques.

Il a également permis d'introduire le transport d'électricité, étape centrale de la chaîne de fourniture et intermédiaire obligé pour les échanges de gros d'électricité. C'est sur la tarification de l'utilisation du transport d'électricité que se concentre cette thèse. Bien que

---

<sup>40</sup> L'article 22 de la directive 96/92 ne prévoit en effet que la désignation par chacun des Etats membres « d'une autorité compétente et indépendante dotée de mécanismes efficaces de régulation et de contrôle » (Commission Européenne [1996]).

n'étant qu'une partie de la chaîne de fourniture de l'électricité, la tarification du transport soulève au moins deux problèmes économiques d'envergure.

Tout d'abord, dans une industrie électrique concurrentielle, les conditions d'accès et d'utilisation du réseau sont fondamentales pour introduire une concurrence effective dans la production et commercialisation d'électricité. C'est la raison pour laquelle la conception de tarifs d'accès et d'utilisation du réseau figure parmi les premiers chantiers des réformes concurrentielle. Il s'agit là d'un chantier sensible car il pose la question de la tarification d'une infrastructure essentielle, source d'interdépendances entre les utilisateurs du réseau en concurrence<sup>41</sup>.

En outre, l'introduction de la concurrence, circonscrite dans un premier temps à l'échelle des zones de contrôle individuelles, passe actuellement par l'extension des marchés et la création de marchés régionaux (marché unifié européen, Organisations Régionales de Transport aux Etats-Unis). Cette extension participe au mouvement plus général de régionalisation des échanges au sein de larges espaces économiques. Elle devrait permettre de dynamiser la concurrence dans une industrie où les premières expériences malheureuses de réformes concurrentielles commencent à apparaître (Joskow [2001]). L'une des difficultés majeures de cette extension concerne néanmoins la tarification des utilisateurs des réseaux de transport, mise en oeuvre à l'échelle des zones de contrôle individuelles<sup>42</sup>. De par son positionnement central dans la chaîne de fourniture de l'électricité, l'harmonisation des conditions d'utilisations des réseaux entre zones de contrôle est un préalable nécessaire à l'extension régionale d'une concurrence effective. Pourtant, même dans ces marchés régionaux, on observe une relative diversité des méthodes de tarification mises en oeuvre par les gestionnaires de réseau. Nous montrerons en quoi cette diversité contraint les modes d'harmonisation envisageables.

---

<sup>41</sup> Cf. chapitres un et deux.

<sup>42</sup> Cette difficulté concerne exclusivement le réseau de transport et non pas de distribution car les interconnexions entre zones de contrôle sont à des niveaux de tension élevés.