



La transition vers l'économie hydrogène: une approche d'économie de réseau

- Les enseignements de l'expérience des industries électrique et gazière en Europe

Nuno BENTO

PhD student

Université Pierre Mendès France Grenoble II
Mailing address: UPMF – BP47 38040 GRENOBLE Cedex 9 France

Telephone: +33 (0) 6 99 29 74 01 ; +351 91 641 60 87

Email: nunombento@hotmail.com

Résumé

Cet article analyse la transition vers un nouveau système énergétique basé sur l'hydrogène dans le nouveau cadre concurrentiel en Europe. Une révision de la littérature sur les besoins en infrastructure de l'hydrogène en Europe est réalisée. Cela permet de saisir la portée réelle du défi de la transition. Nous nous inscrivons dans le cadre théorique des industries de réseau pour analyser la mise en place de l'infrastructure. Ainsi, plusieurs concepts sont appliqués à l'économie de l'hydrogène, tels que les effets de club, les économies d'échelle, les économies d'envergure, et les externalités socio-économiques de l'investissement en grandes infrastructures. L'analyse de l'évolution des industries de l'électricité et du gaz en Europe renforce l'argument que l'intervention des pouvoirs publics est nécessaire afin de créer les conditions pour que le réseau atteigne plus rapidement la taille critique et permette ainsi, par l'effet des externalités de réseau, que l'hydrogène puisse se diffuser dans le marché.

Mots-clés: Economie de la réglementation; économie des réseaux; changement technologique; économie de l'énergie; hydrogène; électricité ; gaz naturel.

Abstract

This paper aims to investigate the transition for a new energy system based on hydrogen in the European liberalized framework. After analyzing the literature on the hydrogen infrastructure needs in Europe, we size the real scope of the transition challenge. We take the theoretical framework of network economics to analyze early hydrogen infrastructure needs. Therefore, several concepts are applied to hydrogen economics such as demand club effects, scale economies on large infrastructures, scope economies, and positive socio-economical externalities. On the examples of the electric and natural gas industry formation in Europe, we argue for the public intervention in order to create conditions to reach more rapidly the critical size of the network and to release network externalities allowing for the market diffusion and, thus, an effective transition to the new energy system.

Keywords: Economics of regulation; network economics; technological change; energy economics; hydrogen; electricity; natural gas.

Introduction

L'hydrogène produit à partir de sources renouvelables et utilisé dans les piles à combustible dans des différentes applications a le potentiel pour révolutionner l'avenir du secteur de l'énergie de manière durable. Même si la production d'hydrogène reste plus coûteuse par rapport à d'autres combustibles tels que l'essence pour les transports, les derniers progrès de la technologie et les prix élevés du pétrole ont amélioré sa compétitivité. Beaucoup de producteurs de piles à combustible ont récemment annoncé que le coût des piles à combustible s'approche d'un niveau compétitif, et certains projets de démonstration sont déjà mis en route dans le monde. Néanmoins, sans infrastructures, il est peu probable que l'hydrogène et les piles à combustible puissent se diffuser sur le marché (en particulier dans les transports). D'une part, il n'y aura pas de demande pour l'hydrogène tant qu'une infrastructure adéquate n'est pas mise en place. En effet, les entreprises ne seront pas disposées à investir pour vendre les premières applications mobiles des piles à combustible. D'autre part, l'absence de demande empêche la construction de l'infrastructure. Il s'agit alors du paradoxe de la « poule et de l'œuf ».

Le problème de l'infrastructure n'est pas nouveau dans l'histoire des industries de réseau. Plusieurs exemples dans l'histoire montrent que des nouvelles infrastructures ont été construites lorsqu'il a fallu surmonter un besoin "stratégique." Ce fut le cas des interconnexions pour les télécommunications, les chemins de fer, et même le réseau de distribution d'électricité et de conduites de gaz naturel dans le secteur de l'énergie. En commun, ces infrastructures ont des coûts initiaux élevés, une grande incertitude initiale sur l'évolution de la demande et un délai de récupération des investissements très long. Ces facteurs rendent peu probable l'intérêt des agents privés à prendre en charge les investissements nécessaires. Ainsi, l'Etat a traditionnellement supporté la construction des réseaux sous l'argument de l'intérêt commun.

Dans le nouveau cadre libéralisé en Europe, la contrainte financière des Etats ainsi que les règles de concurrence internationale rendent improbable la perspective de voir le gouvernement supporter entièrement les investissements pour la mise en place d'une nouvelle infrastructure. En même temps, il n'est pas encore clair comment une nouvelle infrastructure peut voir le jour dans un contexte concurrentiel. En particulier, il demeure à déterminer quels sont les agents qui doivent supporter les coûts et la manière dont les investissements doivent être organisés.

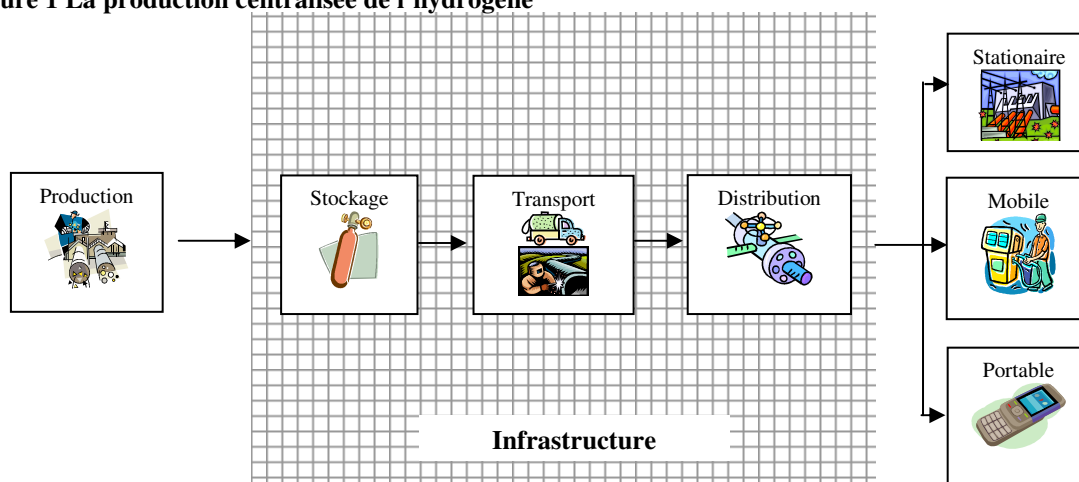
Cet article discute la question de la mise en place de l'infrastructure pour l'hydrogène dans un cadre concurrentiel. Plus précisément, l'article vise à répondre aux questions suivantes: Comment l'infrastructure doit-elle évoluer? ; Quel devra être le rôle des pouvoirs publics pendant la transition? . Pour répondre à ces questions, nous présentons dans la première section les enjeux de la mise en place d'une infrastructure de l'hydrogène en Europe ainsi que les caractéristiques probables de la période de transition présentées par la littérature. Dans les sections deux et trois, nous présentons rapidement le cadre théorique des industries de réseau afin de l'appliquer à l'analyse de l'évolution de l'industrie électrique et gazière en Europe. Enfin, dans la section quatre, nous dressons une perspective de la transition vers une économie de l'hydrogène à partir des enseignements des points précédents. L'article soutient l'idée que l'intervention des pouvoirs publics est nécessaire afin de promouvoir le nouveau système énergétique.

1. Les défis de la mise en place de l'infrastructure d'hydrogène

Au contraire du pétrole, du gaz naturel ou du charbon, l'hydrogène n'est pas une source énergétique mais un vecteur énergétique. En effet, et à l'instar de l'électricité, il doit être produit et transmis jusqu'au lieu de consommation pour rendre un service énergétique (stationnaire, mobile, portable) par son utilisation dans une application – les piles à combustible utilisent l'hydrogène avec le maximum d'efficacité. La transmission de l'hydrogène requiert l'existence d'une infrastructure. (Figure 1) Les coûts de l'infrastructure sont très élevés puisque l'hydrogène souffre d'une faible densité énergétique en termes volumétriques. Pour avoir le même contenu énergétique que le gaz naturel il faut un volume deux fois et demi plus grand d'hydrogène. De plus, dans les usages mobiles, un nombre suffisant et distribué de stations d'hydrogène doit être prévu.¹ Le problème principal pour permettre le développement de l'hydrogène est le suivant : la demande ne se développe pas tant que le réseau n'est pas disponible ; alors que les agents (sociétés de l'énergie, équipementiers) ne rendront pas disponible l'infrastructure et la technologie tant qu'il n'existe pas une demande suffisante. C'est le fameux problème de « l'œuf et de la poule ». Une transition doit alors s'organiser de façon à ce que les deux cotés (offre, demande) évoluent en même temps, ceci de façon à diminuer les risques et les coûts de la transition.

Le coût de l'hydrogène au point de consommation comprend l'ensemble de coût à chaque stade de la filière : production, stockage, transport, distribution, et station d'hydrogène. Par ailleurs, la production peut être décentralisée comme dans le cas des stations d'hydrogène possédant des réformateurs de gaz naturel pour la production d'hydrogène. Cette option, bien que plus chère en termes de coûts de production (deséconomies d'échelle, matières-premières plus chères,...), permet de s'affranchir des coûts de la construction de l'infrastructure. Ainsi, le choix de la filière (*pathways*) et les coûts de l'hydrogène vont dépendre de la disponibilité des ressources (le prix des entrants), du flux de production, de la densité de la demande (coût de transport et de distribution), et des coûts de production en site. De cette manière, le choix de la filière prend en compte la spécificité locale et il n'existe pas une réponse universelle pour toutes les situations.²

Figure 1 La production centralisée de l'hydrogène



La mise en place d'une infrastructure lourde avec une réponse incertaine de la demande rend cependant probable que la stratégie de transition soit identique,

¹ cf. Melaina, 2003.

² Ogden, 1999 ; Padró & Putsche, 1999 ; Amos, 1998 ; Simbeck & Chang, 2002 ; Yang & Ogden, 2004.

indépendamment du contexte. Ainsi, lorsqu'il y a déjà une infrastructure énergétique en place – particulièrement de gaz naturel, – celle-ci doit être employée pour la transmission de l'hydrogène dès que possible.³ Dans le cas opposé, lorsqu'une infrastructure nouvelle doit être entièrement mise en place, il paraît logique que les premiers réseaux soient décentralisés et l'hydrogène produit en site. Beaucoup moins intensive en capital, la production décentralisée peut répondre plus efficacement à une faible demande dont la progression reste encore incertaine. Plus tard, l'augmentation de la demande peut justifier la centralisation de la production dans des unités de production de grande taille et la mise en place de l'infrastructure. Celle-ci doit alors se mettre en place de façon incrémentale, au fur et à mesure que la demande augmente et devient suffisamment large (et dense). Toutefois, la construction initiale de grandes unités de production peut encore se justifier si, au-delà des transports, il existe d'autres utilisations pour l'hydrogène telles que la fabrication de l'ammoniac, ou la commercialisation d'électricité et/ou de la chaleur.⁴

En Europe, les objectifs officiels pour la pénétration de l'hydrogène et des piles à combustible dans le marché reprennent les conclusions du rapport du groupe de haut niveau (HLG, 2003) chargé de déterminer une stratégie de pénétration pour l'hydrogène en Europe. Ainsi, et particulièrement pour le secteur transport, les objectifs habituellement considérés sont les suivants : 5 % des nouvelles voitures à l'horizon 2020 (soit 2 % du parc automobile) ; 25 % d'ici 2030 (soit 15 % du parc automobile) ; et 35 % d'ici à 2040 (soit 32 % du parc automobile). A l'heure actuelle, nombre d'études visent à calculer les besoins en infrastructure et à analyser les meilleures stratégies pour y arriver.⁵

Le projet « HyWays » est la plus importante analyse de l'infrastructure de l'hydrogène déjà réalisée pour l'Europe. En 2007, la feuille de route (*roadmap*) pour l'introduction de l'hydrogène en Europe a été présentée par le consortium. Plus précisément, le travail a consisté à identifier les premiers centres de consommation, à analyser la mise en place de l'infrastructure au niveau régional et à évaluer les investissements nécessaires en infrastructure dans le temps. Les analyses du projet prennent en compte, d'une part, le profil des états-membres en termes d'infrastructures, ressources domestiques, données socio-économiques, acteurs, etc. ; et d'autre part, les objectifs de la politique européenne particulièrement en termes de pénétration de l'hydrogène, de réduction des émissions, de diversification du bilan énergétique, et d'incorporation de ressources renouvelables. Le projet assume un déploiement de l'hydrogène en trois phases : phase I, pré-commerciale (jusqu'à 10.000 véhicules), marquée par l'existence de quelques grands centres de démonstrations en Europe ; phase II, commercialisation initiale (10.000-500.000 véhicules), il existe de 2 à 5 centres de consommation d'hydrogène par pays, et les stations d'hydrogène commencent à se construire dans les principales routes ; phase III, celle de la commercialisation à grande échelle (500.000-16.000.000 véhicules), la couverture de l'hydrogène s'élargit et entre dans des nouvelles régions. Alors, l'hydrogène entre d'abord dans les principaux points de consommation pour, plus tard, se rallier entre eux et s'élargir à d'autres zones. Le coût

³ Le projet européen NaturalHy, coordonné par Gasunie, a comme objet l'étude de la transition pour l'hydrogène à travers l'utilisation de l'infrastructure actuelle du gaz naturel. <http://www.naturalhy.net>

⁴ cf. Ogden, 1999. La stratégie de Lovins (1999) intègre à la fois une vision de la pénétration de l'hydrogène pour le secteur des transports et pour le secteur stationnaire. L'auteur propose la création initiale de petits réseaux d'hydrogène au niveau des bâtiments à partir de piles à combustible initialement installées pour la production d'électricité d'haute qualité et interruptible. En période croise la pile produirait de l'hydrogène pour alimenter une flotte de voitures à hydrogène. Plus tard, au fur et à mesure que la flotte devient plus importante, le système pourrait s'interconnecter à une unité de production centralisé en produisant l'hydrogène à partir de ressources renouvelables ou des combustibles fossiles avec castration et séquestration du CO2.

⁵ HLG, 2003, p.7.

d'investissement cumulée à la fin de la phase III (2027) a été estimé à 60.000 M€. ⁶ Il a été également signalé dans le rapport final que l'hydrogène a le potentiel pour réduire de moitié les émissions de CO2 et la consommation de pétrole de 40 % dans les transports en Europe à l'horizon 2050 à condition, toutefois, de mettre en place une politique de soutien à l'introduction de l'hydrogène le plus rapidement possible (budget R&D, incitations et fiscalité, marché niches, partenariats entre les pouvoirs publics et les constructeurs et équipementiers).

D'autres analyses du coût de l'infrastructure de l'hydrogène ont été réalisées pour l'Europe confirmant le besoin de grands investissements - voir synthèse des travaux dans le tableau.

Tableau 1 Synthèse des résultats des études sur l'infrastructure de l'hydrogène en Europe

	Pays concernés	Usages	Demande	Type de modélisation	Investissements cumulés
HyWays (2007)	10 pays (Finlande, France, Allemagne, Grèce, Italie, Pays-Bas, Norvège, Pologne, Espagne, Royaume-Uni)	Transport	HLG (2003) 500.000 véhicules (2027)	Modélisation par scénarios : demande ; <i>policy support</i> , <i>technological learning</i> ; et par configuration (distribué et concentré)	60.000 M€ (2027)
Tzimas et al. (2006)	EU25	Transport, stationnaire	HLG (2003)	Modélisation par scénario (%pénétration de marché)	700.000 – 2.200.000 M€ (2050)
Wietschel et al. (2006)	EU25	Transport, stationnaire	Sc.A « high » 20% ; Sc.B « low » 5%	Modélisation par scénario (demande ; type de production)	60.000 M€ (2030, sc.A)
E4Tech (2005)	Autriche, Belgique, République Tchèque, Danemark, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Hongrie, Ireland, Italie, Pays-Bas, Portugal, Pologne, Suède, Spain, Suisse, Royaume-Uni	Transport	« High » 40m véhicules; “low” 20m véhicules	Modélisation par scénario (demande ; type de production; « population density »; « automotive »)	(High uptake; « automotive » ; centralized prod.) Stations de H ₂ : 6.000 M€ Production et distribution : 11.000 M€

De plus, les coûts des technologies doivent se réduire substantiellement dans les prochaines années de manière à rendre l'hydrogène compétitif avec les énergies substitutées. C'est du moins la conclusion de l'étude prospective sur l'hydrogène, WETO-H2 (2007) qui prévoit dans le scénario de référence (maintient des tendances actuelles) que l'hydrogène ne dépassera pas les 2 % de la consommation énergétique mondial d'ici 2050 (3 % en Europe). Dans le scénario « hydrogène », caractérisé par la contrainte carbone et par des hypothèses très optimistes sur la réduction des coûts des technologies de l'hydrogène, la part de l'hydrogène dans la consommation d'énergie finale ne dépassera pas les 13 % et 7 %, respectivement. Cela donne une idée des défis au niveau à la fois de l'infrastructure et des technologiques qui doivent être surmontés avant que l'hydrogène puisse finalement assumer son rôle dans le marché.

⁶ Pour 8 % de part du marché. Ce chiffre est à comparer avec les 4.300 M€ d'investissements globalement nécessaires dans l'industrie pétrolière jusqu'à 2030 de façon à maintenir les niveaux actuels de production : IEA (2006), *World Energy Outlook*, IEA/OCDE, Paris.

En conclusion, l'entrée et la pénétration de l'hydrogène dans le marché dépendent de l'existence de l'infrastructure. Les investissements nécessaires sont très coûteux d'autant plus que des incertitudes perdurent sur la technologie et sur la réponse de la demande. Dans ce contexte trop risqué, il semble peu probable que les sociétés privées (compagnies pétrolières, gazières, électriciens,...) soit intéressées à investir toutes seules. L'implication de l'Etat semble alors être une condition *sine qua non* pour la formation de la filière comme elle fut dans le cas de l'industrie électrique et gazière en Europe.

2. Analyse économique des industries de réseau

Les industries de réseau apparaissent souvent dans la littérature économique comme un exemple typique de l'application des idées de l'école Walras-Pareto et de l'économie du bien-être à propos du rôle de l'Etat dans l'activité économique. Selon cette approche, le marché est la forme la plus efficiente d'allocation des biens et facteurs. Toutefois, en présence d'externalités, de bien publics, ou de monopoles naturels, le marché ne permet pas l'obtention d'un équilibre optimal au sens de Pareto. De cette façon, l'économie néoclassique défend que l'Etat doit intervenir en assumant le contrôle de la gestion dans tous les secteurs où le marché se montre « défaillant ».⁷

2.1 Les externalités de réseau

Un réseau est une interconnexion spatiale d'activités et d'équipements complémentaires techniquement compatibles.⁸ Les biens-réseau sont un type de biens dont la valeur est fonction des interactions créées entre les agents économiques. Cela nous ramène à la notion d'externalités ou d'effets externes non capturés par le mécanisme de marché. Un effet externe ou externalité est produit lorsque l'activité d'un agent économique bénéficie ou impose des coûts à un autre agent, sans pour autant que prenne place la rémunération du bénéficiaire ou la compensation des surcoûts occasionnés. La non prise en compte de tous les coûts et bénéfices fait que l'équilibre concurrentiel de marché - l'optimum privé - ne coïncide pas avec l'optimum social.

Les industries de bien-réseau (ou industries de réseau) sont caractérisées par l'existence d'externalités de réseau non prises en compte par le marché. Ces effets externes peuvent être *directement* dégagés par l'augmentation de la demande (les effets de club), mais aussi *indirectement*, par la diminution des prix à travers la réalisation d'économies d'échelle, ou l'amélioration de la qualité par la diversification des services disponibles.⁹ Enfin, le développement des réseaux entraîne encore des effets dynamiques positifs sur l'ensemble de l'économie.

2.1.1 Les effets de club

La définition des *effets de club* a été établie par Buchanan (1965) pour les biens et services dont l'utilité de consommation dépend du nombre d'utilisateurs.¹⁰ Dans le cas des biens club, le niveau de satisfaction de l'individu augmente avec le nombre de consommateurs du bien (jusqu'à atteindre le seuil de saturation à partir duquel l'effet de club cesse de se faire sentir).

⁷ cf. Guesnerie, 2006, p. 137.

⁸ cf. Angelier, 2005, p.16.

⁹ cf. Economides, 1995, p.6-7.

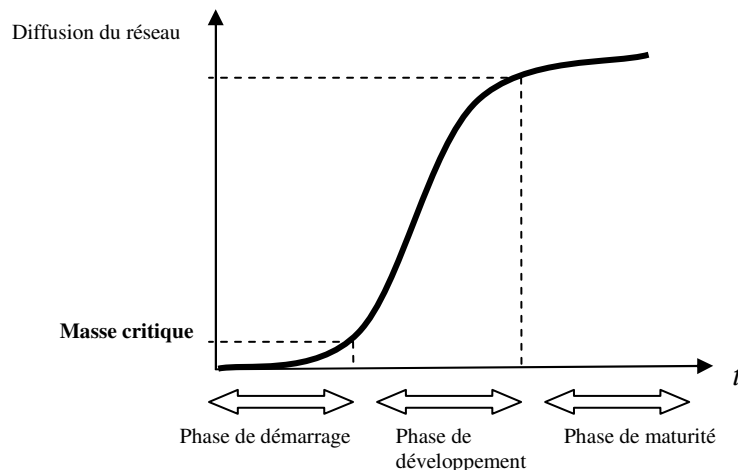
¹⁰ "For any good or service, regardless of its ultimate place along the conceptual public-private spectrum, the utility that an individual receives from its consumption depends upon the number of other persons with whom he must share its benefits." (Buchanan, 1965, p.3)

Les effets de club sont des externalités de la demande qui caractérisent les biens-réseau. Katz et Shapiro (1985) ont défini les *externalités de réseau* comme les biens dont le niveau de satisfaction des usagers augmente avec le nombre d'adhérents au réseau.¹¹ Par ailleurs, les auteurs mettent l'accent sur les anticipations concernant la taille future pour l'attractivité du réseau. Une taille attendue du réseau - ou base installée - plus large procure une satisfaction plus élevée aux usagers.

En effet, la dynamique des effets de club conditionne le développement du réseau. D'une part, les externalités de réseau sont à l'origine des rendements croissants dans l'adoption, ce qui fait que la diffusion du bien-réseau ne suit pas une trajectoire linéaire. D'autre part, en présence de telles externalités, plusieurs équilibres stables de marché sont possibles. Les effets de club expliquent tant l'existence des biens-réseaux que leur absence dans les cas où le réseau n'arrive pas à dépasser le seuil critique et à se diffuser.

Ainsi, en raison des effets de club, le réseau se développe de manière non-linéaire, typiquement représentée par la courbe sigmoïde (ou *courbe en S*). (Figure 2)

Figure 2 La diffusion d'un bien-réseau en présence des effets de club



La diffusion d'un réseau est généralement marquée par la succession de trois périodes différentes : (i) une période lente de démarrage jusqu'à attendre un niveau minimum (masse critique) ; (ii) une fois la masse critique atteinte, la « base installée » d'adhérents augmente l'attractivité du réseau. L'arrivée de nouveaux usagers provoque un *effet de feed-back* ou de boule de neige permettant une diffusion plus rapide du réseau ; (iii) dans un troisième moment, le potentiel de croissance étant épuisé, le réseau arrive au point de saturation et la maturité de l'industrie est atteinte.

La diffusion et la survie du bien-réseau dépendent alors du dépassement de la masse critique. Donc, les promoteurs d'un nouveau réseau doivent viser comme objectif minimal ce niveau critique, celui-ci devant être atteint d'un seul coup (« *in one jump* »). Autrement, le seul équilibre stable sera l'absence du réseau.¹²

2.1.2 Les effets d'échelle et d'envergure

Le caractère hautement capitalistique des industries de réseau est source de nombre d'effets au niveau de son exploitation qui peuvent être pleinement exploités par l'intégration de la

¹¹ "The surplus that a consumer derives from buying a unit of the good depends on the number of other agents who join the network associated with that product. When the good is durable, an individual's consumption benefits will depend on the future size of the relevant network. Consumers will base their purchase decisions on expected network sizes." (Katz et Shapiro, 1985, p.426)

¹² Voir Katz et Shapiro, 1985; Economides, 1994. Curien (2000) remarque l'importance du prix initial. Il se peut que le réseau ne se développe pas en raison d'un prix trop élevé.

chaîne. Nous allons considérer particulièrement deux de ces effets : les économies d'échelle ainsi que les économies d'envergure. Les *économies d'échelle* sont à la base de l'explication classique des monopoles naturels. On est en présence d'*économies d'échelle* lorsque l'augmentation de tous les facteurs de production, dans la même proportion (l'augmentation de l'échelle de production), génère une augmentation de la production proportionnellement plus élevée. Ainsi, les coûts moyens de production diminuent avec la taille de l'appareil productif ou du volume de production.¹³

Cette caractéristique est présente dans les industries de réseau telles que les télécommunications, l'électricité et le gaz naturel. En effet, le développement des réseaux a souvent besoin de la mise en place d'une structure technique lourde obligeant à un fort investissement initial. Dès lors, les coûts fixes initiaux (*sunk cost*) ont un poids très important sur le prix final à l'utilisateur. De plus, le coût marginal de la fourniture des services est souvent constant, voire décroissant, dans l'intervalle des quantités demandées par le marché. L'essentiel du réseau étant établi, l'arrivée d'un nouvel adhérent ne contribue pas à augmenter les coûts d'exploration, mais plutôt à élargir les bénéfices en termes d'effets de club et de partage de coût.

Les *économies d'envergure* sont obtenues grâce à la production conjointe de biens ou services différents, au sein de la même firme, par des processus de production différents mais qui partagent un input commun. En présence d'économies d'envergure, la production isolée de n biens ou services différents est plus chère que leur production *commune* grâce à l'existence de synergies dans la production.¹⁴

Les industries de réseaux sont fortement marquées par les *économies d'envergure*. En effet, un grand réseau peut attirer la création de plusieurs activités connexes, en renforçant les synergies entre l'utilité du réseau et les services connexes. Un exemple récent des économies d'envergure dans les industries de réseau est l'émergence des distributeurs multi-produits (les *multi-utilities*). Ainsi, les distributeurs de téléphone, gaz, électricité, etc., propose la fourniture d'une multitude de produits au-delà de son produit base. Cela permet au distributeur d'optimiser l'utilisation de son infrastructure, ainsi que d'élargir l'éventail de services proposés aux usagers.

2.1.3 Les effets dynamiques sur l'économie

Les investissements en infrastructures tels que les infrastructures de transport, télécommunications, eau et assainissement, etc., sont aussi justifiés par les externalités positives sur l'économie. Ainsi, l'investissement en infrastructures affecte le produit de façon directe par l'augmentation des investissements, et en particulier parce que l'investissement public peut être considéré comme un facteur de production additionnel de l'économie. D'autre part, les nouvelles infrastructures génèrent des externalités positives au niveau de la production agrégée de l'économie. En effet, les infrastructures permettent un fonctionnement plus efficace des marchés, ce qui bénéficie à toute activité économique et aux citoyens. Enfin, les investissements en nouvelles infrastructures entraînent des effets indirects sur l'économie par le biais des effets sur les facteurs de production privés (travail et capital). Bien que l'afflux de capitaux publics puisse provoquer une diminution de la demande des facteurs privés dans un premier temps, les premiers contribuent aussi à l'augmentation de la productivité des seconds. Cela se traduit par une diminution des coûts et ainsi une augmentation de la production globale.¹⁵

¹³ cf. Angelier, 2002, p.70.

¹⁴ cf. Baumol W. J., Panzar J., Willig R., 1982.

¹⁵ Pour une révision de la littérature et des résultats des études empiriques, voir par exemple: Hulten C.R. et Schwab R.M. (1993), « Infrastructure Spending : Where Do We Go From Here ? », *National Tax Journal*, 46(3), September, 261-273. Pour la thèse des dépenses en infrastructures comme facteur de croissance endogène, voir

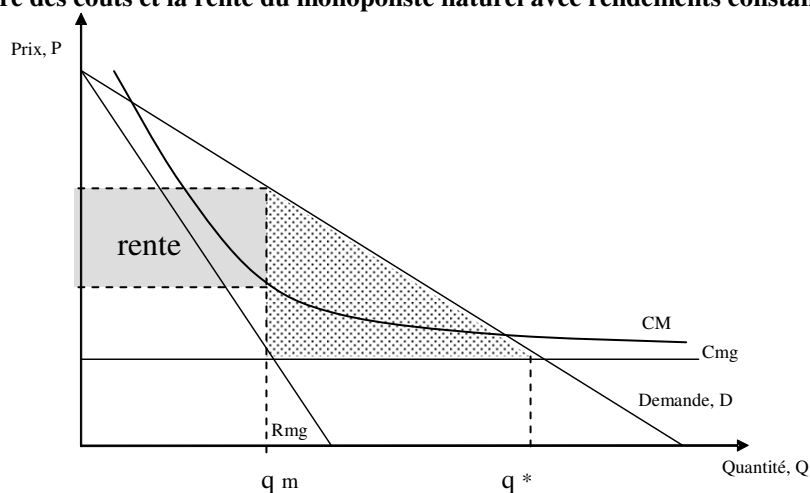
2.2 Le monopole naturel

Une industrie fonctionne dans une situation de monopole naturel si la production est faite à moindre coût par une seule entreprise plutôt que par la combinaison d'entreprises plus petites.¹⁶ Dans le cas de l'industrie électrique, par exemple, la duplication des réseaux de transport pour contester le monopole du transport ne serait pas économique. Dans ce cas, la concurrence – quand elle est possible - ne mène pas à une solution efficiente et entraîne plutôt des effets pervers au niveau de l'instabilité des prix. La « main invisible » du marché fait défaut (*market failure*) et l'intervention publique devient alors nécessaire.

Le monopole naturel peut avoir différentes sources, la plupart d'entre elles sont liées aux externalités technologiques dans la production. Ainsi, il peut être induit par l'existence de fortes *économies d'échelle* (dues au poids des coûts fixes et à la diminution des coûts moyens avec l'augmentation de la production) ; à des *économies d'envergure* (liées aux coûts variables et à la diminution des coûts moyens avec la diversification de la production finale) ; et à des *économies de réseaux* (liées aux questions d'interconnexion et d'effet de taille) ; ou encore de la conjugaison de tous ces effets.¹⁷

Dans une industrie fonctionnant en situation de monopole naturel stable (coûts décroissants pour les quantités de marché), l'efficacité peut se voir sévèrement affectée. Le monopoliste maximise son profit en produisant jusqu'à ce que la recette marginale égale le coût marginal. Ainsi, il restreint la quantité de marché à (q_m) pour un prix supérieur au prix concurrentiel, ce qui lui assure une rente. (Figure 3) Toutefois, cette quantité est inférieure au niveau qui optimise le surplus social (q^*). Alors, d'un point de vue social, il serait souhaitable d'augmenter la production jusqu'à ce que le coût de la dernière unité égale la disponibilité à payer de la société, en augmentant ainsi le surplus social par l'aire en gris.

Figure 3 La structure des coûts et la rente du monopoliste naturel avec rendements constants



Dans ce cadre, l'Etat doit intervenir de manière à augmenter le surplus social. Son intervention peut prendre une des deux voies suivantes : le monopole public ou la réglementation du monopole privé.

Barro R. (1990), "Government Spending in a Simple Model of Endogenous Growth", *Journal of Political Economy* 98, 5, p.103-125.

¹⁶ Lévêque, 2004, p.51; Braeutigam, 1989, p.1294.

¹⁷ cf. Baumol *et al.*, 1982 ; Curien, 2000.

3. Le développement historique des réseaux électrique et gazier en Europe

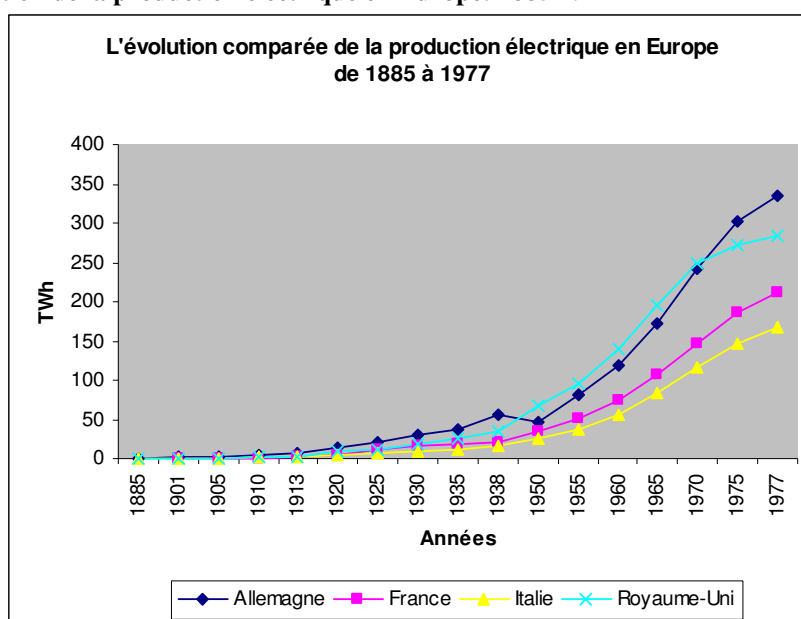
Les sections suivantes analysent l'évolution de l'électricité et du gaz naturel en Europe. Cette analyse illustre les effets des externalités de réseau sur le développement de ces industries, et plus précisément, le rôle de l'Etat sur le développement. En outre, l'introduction d'hydrogène aurait de multiples interactions avec les deux secteurs, en particulier celui du gaz naturel.

3.1 L'industrie électrique

L'évolution des systèmes tels que le système électrique n'est pas simplement une question de changement des techniques, le contexte sociopolitique conditionne aussi son développement. Hughes (1983) parle alors de *systèmes socio-technologiques* pour souligner l'interaction des éléments internes et externes sous-jacent à l'évolution de l'industrie électrique.

La naissance de l'industrie électrique dans les quatre principaux pays de l'Europe de l'Ouest (l'Allemagne, la France, l'Italie et le Royaume-Uni) date du début des années 1880. Le développement de l'industrie électrique en Europe jusqu'aux années 1980 peut être analysé sous l'angle de la succession de trois phases distinctes : la naissance de l'industrie, dès les années 1880 jusqu'au début de la Première Guerre mondiale ; l'élargissement des marchés et le début des politiques électriques pendant la période de l'entre-deux-guerres ; et l'harmonisation du fonctionnement et de la croissance des industries nationales, à partir de la Seconde Guerre mondiale. (Figure 4)

Figure 4 L'évolution de la production électrique en Europe: 1885-1977



Source : Angelier et Lalanne, 1979, à partir de B.R. Mitchell, *European Historical Statistics, 1750-1970*, London, The Mac Millan Press, 446 p.

Depuis son introduction, l'évolution de l'industrie électrique a connu des rythmes et des modalités différentes selon les pays. Ces spécificités nationales sont à la base des différentes performances des industries électriques, et résultent notamment de trois facteurs :

- les conditions de base physico-économiques des pays ;
- l'origine des capitaux engagés et ses modalités de valorisation; et
- le rôle des Etats pendant le développement de l'industrie.

La naissance de l'industrie : 1880 - 1913

A l'origine, l'industrie électrique a été basée sur la production thermique et la production hydraulique. Le but de l'électricité était de transformer l'énergie thermique en une forme d'énergie plus convenable à certains besoins énergétiques, d'une part ; et de substituer l'énergie importée par la valorisation des ressources nationales telles que l'hydraulique, d'autre part. Jusqu'à la Première Guerre, les principaux débouchés de l'électricité étaient l'éclairage et les transports publics.

Avant la Première Guerre, l'industrie électrique reste généralement confinée aux principaux centres urbains et industriels, zones de forte consommation et où la consommation s'étale sur l'ensemble de la journée. La structure de l'industrie est variable selon les pays : très concentrée en Allemagne et Italie ; très atomisée au Royaume-Uni ; et en France elle est caractérisée par une forte concentration dans les grands centres consommateurs. L'industrie allemande est la plus développée parmi les pays considérés, en termes de production électrique, coûts de production et prix de l'électricité, l'étendue géographique des réseaux et diversification du mixte de production.¹⁸

L'élargissement de l'industrie électrique : 1913-1938

La deuxième phase du développement de l'industrie électrique en Europe correspond aux années de l'entre-deux-guerres. Pendant cette phase, l'industrie électrique est marquée par les progrès techniques au niveau du transport et de la production. Désormais, l'énergie électrique peut être transportée sur des longues distances et dans des conditions plus économiques. Cela a permis une expansion géographique des réseaux locaux à un cadre régional et, plus tard, national avec l'interconnexion des différents réseaux électriques régionaux. L'élargissement du marché a aussi permis l'augmentation de la taille des centrales de génération d'électricité, ce qui a entraîné une baisse des coûts unitaires d'investissement ainsi que l'amélioration de l'efficacité dans l'utilisation des combustibles.¹⁹

Pendant cette période, l'énergie électrique s'intègre largement dans la consommation énergétique des pays et contribue à leur compétitivité et à la croissance économique. Elle devient tout d'abord une forme d'énergie à l'usage industrielle. La demande industrielle représente plus des deux tiers de la consommation électrique (en exceptant le Royaume-Uni où elle n'était que de 50%) dans la période de l'entre-deux-guerres.²⁰ En fait, la croissance des industries électriques a été liée à l'aptitude du moteur électrique à se substituer à la machine à vapeur pour les usages industriels.

Les progrès techniques au niveau du transport et la disparition de la contrainte du marché permettent l'exploitation des avantages économiques de la production dans les unités de grande taille. Toutefois, la mise en place d'un réseau de transport à l'échelle nationale et des usines de génération de grande taille demande des investissements colossaux. Cette situation a eu des répercussions sur la structure de l'industrie (vers une plus grande concentration) ainsi que sur le rôle de l'Etat.

L'intervention économique de l'Etat dans l'industrie électrique pendant la période de l'entre-deux-guerres a pris des modalités et des rythmes différents selon les pays. En Allemagne, les entités publiques telles que les Etats et les communes sont très actives et disposent de participations financières dans une grande partie de l'industrie électrique

¹⁸ cf. Angelier et Lalanne, 1979.

¹⁹ Notamment par l'augmentation des pressions et des températures dans les chaudières ainsi que par l'accélération des vitesses de rotation des turbo-alternateurs.

²⁰ cf. Angelier et Lalanne, 1979.

(renforcé après les crises économiques de 1919 et 1923 lorsqu'elles rachètent des parties de capitale pour sauver les entreprises en difficulté), ou encore par un plus grand contrôle de l'Etat fédéral sur l'ensemble de l'industrie. En Italie, l'Etat est amené à racheter les actifs industriels (dont électriques) à trois grandes banques de dépôts italiennes pour éviter leur faillite à l'issue de la crise de 1933. Les actifs sont placés dans une holding: l'Institut pour la Reconstruction Industrielle, IRI. Cette holding devient un organisme public en 1937, notamment chargé de la gestion de l'industrie électrique. Au Royaume-Uni, l'Etat est à la base de la création du réseau de transport. De même, il restructure l'industrie de façon à introduire une plus grande concurrence entre les municipalités et les compagnies privées. En France, l'Etat n'intervient pas directement dans l'allocation des ressources. L'intervention reste plutôt administrative de façon à orienter les décisions des entreprises.

Les performances des industries électriques nationales dans cette période peuvent se mesurer par les coûts et les prix de l'électricité, ainsi que par l'étendue des réseaux de transport et de distribution. Les prix pratiqués en Allemagne étaient parmi les moins chers. A la veille de la Seconde Guerre, l'Allemagne disposait d'un réseau d'interconnexion à l'échelle nationale, ainsi que d'un réseau de distribution plus étendu. Le Royaume-Uni aussi disposait d'un réseau de transport et de distribution de l'électricité parmi les meilleures de l'Europe.

La croissance des industries électriques nationales : 1945 - 1977

Après la Seconde Guerre, la demande électrique a connu une progression importante. La part des secteurs tertiaire et domestique sur la demande électrique augmente d'environ un cinquième en 1950 pour la moitié en 1977.²¹ Cette évolution structurelle s'explique par l'extension des réseaux de distribution permettant desservir une partie plus large de la population d'une part ; et par la place grandissante des services dans les économies occidentales.

La troisième phase de l'évolution de l'industrie est caractérisée par des unités de génération d'électricité de grande taille et très intensives en capital. Les nouvelles nécessités techniques posaient des problèmes croissants au niveau de la mobilisation des capitaux. Ainsi, des organisations nationales sous un contrôle croissant de l'Etat furent créées en Europe avec une mission d'harmonisation du fonctionnement et de la croissance des industries électriques nationales.

Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, les industries électriques sont nationalisées un peu partout en Europe. Des facteurs ont été à la base de cette décision comme, par exemple, l'importance stratégique de l'industrie électrique ; les caractéristiques qui la rapprochent d'une situation de monopole naturel ; le rôle de l'industrie comme instrument de politique économique et de régulation des Etats. L'industrie électrique est alors nationalisée en France et au Royaume-Uni. En Italie, l'Etat « nationalise » l'industrie par un procédé de rachat progressif de participations financières dans les compagnies électriques. Cette reprise en main de l'industrie électrique par l'Etat se fait de façon progressive. A contrario, l'ancienne RFA, et plus particulièrement son Etat central, a passé une partie de ses participations publiques dans les holdings électriques nationales aux compagnies privées, particulièrement aux bancs de dépôts.

La naissance et le « take-off » d'une industrie de réseau telle que l'industrie électrique ont pris plus de 60 ans dans les pays de l'Europe occidentale. Depuis la naissance jusqu'à la diffusion après la Seconde Guerre, les industries électriques nationales connaissent des conditions différentes concernant la demande, l'offre (structure et technologie) et la configuration institutionnelle. L'Etat a généralement eu un rôle important pour le développement des

²¹ cf. Angelier et Lalanne, 1979.

réseaux. Ce rôle a été central en Allemagne et au Royaume-Uni pour la période étudiée, les deux pays disposant de l'industrie électrique la plus performante parmi les pays analysés. A partir de la fin de la Seconde Guerre, au moment de la plus forte croissance de l'industrie électrique, l'Etat devient l'acteur central de cette industrie un peu partout en Europe. Il a intégré l'ensemble de la chaîne de façon à lever les goulets d'étranglement à la croissance de l'industrie (c'est-à-dire la standardisation de la technologie) de manière à faire jouer au mieux les effets positifs (effets de club et d'envergure) et ainsi dépasser plus vite la « taille critique ». Plus récemment, avec l'arrivée à maturité, les effets positifs étant pour l'essentiel établis, les désavantages de l'intégration verticale deviennent plus importants (diminution de la spécificité de l'actif et inefficiences d'une organisation bureaucratique). A ce moment, le bien fondé de l'existence d'un agent unique est remis en question et les conditions sont réunies pour que l'industrie soit ouverte aux sociétés privées.

Tableau 2 Synthèse du développement de l'industrie électrique en Europe: 1880 - 1977

	Principaux usages	Technologies d'utilisation	Acteurs	Technologies de production	Evolution du réseau
Phase de naissance : 1880-1913	Eclairage Transports publics	Lampe à incandescence Moteur électrique	Etats Communes Compagnies électromécanique Industrie Banques	Thermique (charbon) Hydraulique	Petits réseaux urbains
Phase d'élargissement : 1914-1938 <i>« take -off »</i>	Industrie	Moteur électrique	Etat Communes	Thermique Hydraulique (grande échelle)	Interconnexion des réseaux régionaux
Phase de croissance : 1945-1977 <i>Diffusion</i>	Domestique services	Electronique	Etat Communes (compagnies d'économie mixte en Allemagne)	Thermique Hydraulique Nucléaire	Réseaux de transport national Réseaux de distribution étendus

3.2 L'industrie gazière

L'industrie du gaz naturel trouve son origine dans l'industrie du gaz de ville du XIXe siècle et de la première moitié du XXe. Le gaz de ville a d'abord établi les premiers réseaux de gaz dans les grandes villes puis dans les villes de taille plus modeste. L'éclairage public et privé a constitué le premier grand débouché du gaz de ville. A la fin du XIXe siècle, ce débouché se voit menacer par l'introduction de l'éclairage électrique. L'industrie gazière répond alors par la concentration et la diversification du marché à l'électricité. La lutte technologique avec l'électricité se poursuit encore jusqu'à ce que l'industrie gazière retrouve dans les usages calorifiques du gaz son prochain élan de croissance. A partir des années 1920, les avancés technologiques et les excédants de production vont permettre de rationaliser la production dans les unités plus efficaces de taille plus grande, et ils sont à la base de la création des premiers réseaux de transport au niveau régional. Pourtant, cela n'empêche pas le déclin du gaz manufacturier à partir des années 1930 en raison de la raréfaction du charbon et de la perte de compétitivité face aux énergies substitués (principalement, l'électricité et le pétrole). C'est dans ce contexte que le gaz naturel apparaît. Plus propre et ayant un pouvoir calorifique supérieur, le gaz naturel est devenu une énergie très compétitive grâce aux importantes découvertes des années de 1950 et 1960 un peu partout en Europe. A l'issue de la Seconde Guerre, la reconstruction économique avait besoin d'importantes sources d'énergie. Les

premiers réseaux de transport et de distribution de gaz naturel voient alors le jour en Europe. Ces réseaux partaient des zones de production jusqu'à atteindre les zones de consommation les plus importantes par des réseaux de transport créés entre-temps. En outre, l'introduction du gaz naturel dans les grandes villes fût facilitée par l'infrastructure du gaz de ville, ce qui a permis une progression plus rapide du « nouveau » gaz dans les villes.

A contrario du gaz de ville, dont la pénétration a été limitée à un cadre local - à la limite régional,- l'industrie du gaz naturel s'est développée dans un cadre national. En fait, l'intervention des pouvoirs publics a joué un rôle décisif dans le développement du gaz naturel. Cela attire l'attention sur les faiblesses de la concurrence pendant la phase de croissance des industries réseaux. En effet, dans un cadre concurrentiel, la recherche d'une demande solvable permettant la meilleure rémunération des capitaux investis se fait souvent sans tenir compte des externalités de croissance et des investissements de long-terme.²²

L'émergence du gaz naturel (les décennies 1950 et 1960)

Le gaz naturel apparaît dans un contexte difficile pour le gaz de ville. Depuis les années 1930 et après la Seconde guerre mondiale, le gaz de ville ne cessait pas de perdre des parts du marché au profit de l'électricité et du pétrole. Le gaz naturel vient alors relancer l'industrie du gaz. Plus propre, performant et fiable, le gaz naturel est aussi moins cher en raison de la grande disponibilité des ressources suite à la découverte de grands gisements en Europe. Entre 1938 et 1952, dans la vallée de Pô, en Italie. En 1951, le gisement de Lacq en France, et celui de Slochteren en Groningue (Pays-Bas), en 1959. En 1965, le gisement West Sole est découvert dans les eaux anglaises de la Mer du Nord. En 1969, le gisement Ekofisk est découvert dans le plateau continental norvégien de la mer du Nord. A la fin des années 1950, l'Italie devançait la France, l'Autriche, et l'Allemagne en production de gaz naturel.²³

La résurgence de l'industrie gazière grâce au gaz naturel est accompagnée d'un changement institutionnel radical qui facilite la transition énergétique. En effet, les grandes entreprises nationales du gaz sont nées après la Seconde Guerre à l'instar de ENI en Italie, GDF en France, de Gasunie aux Pays-Bas et de British Gas au Royaume-Uni. En 1953, l'Etat italien crée la compagnie d'hydrocarbures nationale ENI (*Ente Nazionale Idrocarburi*) qui réorganise le secteur du pétrole et du gaz en Italie, en intégrant notamment la compagnie chargée du transport et de la distribution du gaz naturel, la SNAM (*Società Nazionale Metanodotti*). En France, la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946 créa au même temps une entreprise nationale pour l'électricité (Electricité de France ou EDF) et une autre pour le gaz (Gaz de France ou GDF). GDF est issu de la fusion des sociétés gazières, en excluant les sociétés d'économie mixte et les régies municipales. En Grande-Bretagne, le *Gas Act* de 1948 nationalise l'intégralité de l'industrie de gaz de cokerie britannique et la divise en une douzaine d'aires de distribution (*area boards*), placées sous la coordination du *Gas Council*. En 1973, les aires de distribution et le conseil du gaz fusionnent pour donner place à l'entreprise publique du gaz « British Gas Company». En 1963, l'Etat néerlandais en partenariat avec Exxon et Shell créent Gasunie, compagnie chargé de l'exploitation et du transport de gaz naturel provenant du gisement de Groningue.

Les entreprises nationales vont moderniser les réseaux de gaz de ville et simplifier la procédure de ralliement des réseaux interrégionaux. Plus tard, celles-ci sont mises en profit, à la fois, pour la conversion des réseaux de gaz de ville et pour la mise en place des réseaux de transport pour le gaz naturel.

²² cf. Angelier, 2007, p.65.

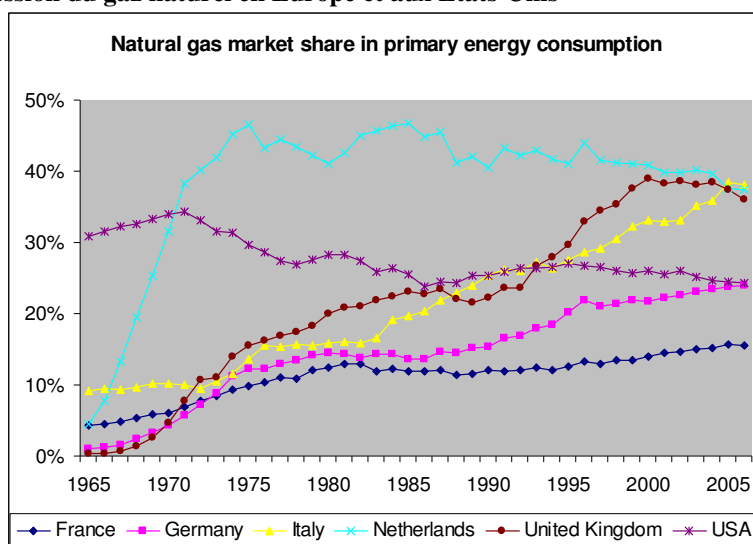
²³ cf. Williot, 2005a, p.69.

La croissance des industries gazières nationales en Europe à partir des années 1960

Le développement du gaz naturel en Europe est plus récent qu'aux Etats-Unis. L'industrie du gaz naturel apparaît aux années 1950 et connaît un essor pendant les décennies suivantes, ce qui constitue un retard de 30 ans environ en comparaison avec les Etats-Unis. Au moins quatre facteurs sont à la base du développement de l'industrie gazière en Europe: l'existence d'infrastructures du gaz manufacturé dans les principales zones industrielles et urbaines (e.g. Royaume-Uni); les découvertes locales de gaz naturel ; une croissance économique avide en énergie, principalement dans les régions très industrialisées et à un haut niveau de vie ; ainsi que la volonté des pouvoirs publics en promouvant cette nouvelle énergie.²⁴

Le démarrage de l'industrie du gaz naturel en Europe coïncide avec la découverte des grands champs gaziers en Italie, France, Pays-Bas et Angleterre, aux années 1950 et surtout à partir des années 1960. Depuis, il a progressé très rapidement dans les bilans énergétiques des principaux pays de l'Europe de l'Ouest. Le graphique suivant montre l'évolution du gaz naturel dans les bilans énergétiques des principaux pays de l'Europe Occidentale, plus les Etats-Unis, depuis 1965. (Figure 5)

Figure 5 La progression du gaz naturel en Europe et aux Etats-Unis



Calculs de l'auteur à partir de BP (2007).

Au début de la période considéré, l'industrie du gaz naturel en Europe est en plein moment de démarrage (*take off*), alors qu'en Amérique du Nord elle est déjà une industrie consolidée, jouissant du tiers du bilan énergétique national. En Europe, c'est en Italie que le gaz naturel détient le plus grand poids en satisfaisant 10% environ de la consommation énergétique. La France et le Pays-Bas apparaissent en deuxième rang en termes de pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique, alors qu'il était presque inexistant au Royaume-Uni et en Allemagne.

La première phase, que l'on peut situer entre les années 1965 et 1975, est marquée par le rythme de croissance le plus élevé de l'histoire de l'industrie gazière européenne, particulièrement en Allemagne, au Royaume-Uni et au Pays-Bas. Pour ce dernier, la part du gaz naturel dans le bilan énergétique est passée de 5 % à presque 50 % entre 1965 et 1975. Il s'agit dans le cas néerlandais d'une véritable révolution énergétique rendu possible grâce à l'abondance de ressources domestiques suite à la découverte du gisement de Groningen, en 1959. La deuxième phase, entre les années 1975 et 1985, est marquée par une progression

²⁴ cf. Angelier, 1994, p.42-43.

plus modérée du gaz naturel dans les bilans énergétiques européens. Le Royaume-Uni est le seul pays en Europe à connaître une progression marquée du gaz naturel dans le bilan énergétique, passant de 16 % à 23 % entre 1975 et 1985, coïncidant avec nombre de découvertes et de mises en production des gisements en Mer du Nord du côté anglais. La troisième phase, à partir de 1985, est marquée par une reprise de la croissance à un rythme toutefois moins élevé que celui de la première phase. Le Royaume-Uni reste le pays ayant la plus grande progression du gaz naturel. Pourtant celle-ci devient plus instable dans la période récente avec l'arrivée à maturité de certains gisements en Mer du Nord. Le gaz naturel connaît aussi une progression soutenue en Italie, de 28% en 1995 à 38 % en 2006, portée par la consommation de l'industrie électrique. En Allemagne, suite à une période de croissance très soutenue comparable à celle des années 1965-1975, la part de marché du gaz naturel a grimpé de 14 % à 22 % entre 1985 et 1996. Le rythme de croissance a depuis ralenti et la part de marché ne s'est accrue que très légèrement surtout portée par la consommation résidentielle et commerciale. Il convient de souligner encore deux tendances longues. D'abord, la tendance nette à la baisse de la part du gaz naturel dans le mixte énergétique néerlandais après la fin des années 1980. Aussi, la part du gaz naturel en France n'a augmenté que de très peu entre 1986 (12 %) et 2006 (15 %). Cette situation est due notamment au choix politique de développer le nucléaire à la suite de la crise des chocs pétroliers.

L'industrie gazière en Europe est historiquement plus concentrée qu'en Amérique du nord. En effet, les marchés européens ont été longtemps caractérisés par une organisation à deux niveaux : en amont, pour la production et l'importation du gaz, un oligopole bilatéral organisé entre les producteurs-exportateurs et les compagnies gazières nationales ; à l'aval, des marchés nationaux fermés et dominés par l'entreprise publique gazière. A l'amont, la production reste concentrée dans les mains d'un nombre réduit de producteur-exportateurs, pour l'essentiel les compagnies publiques : de l'Algérie (Sonatrach), de la Norvège (Statoil), de la Russie (Gazprom) et du Pays-Bas (Gasunie). Le développement du réseau de gaz naturel en Europe a connu un essor à partir des années soixante avec la signature des contrats d'importation. Compte tenu de la lourdeur des investissements nécessaires dans la production et en infrastructures de transport, ainsi que de la vulnérabilité des parties face aux comportements opportunistes des contreparties en raison de la spécificité des projets, des contrats de long terme ont été signés entre les consortiums formés par des entreprises publiques européennes et les compagnies nationales des pays producteurs-exportateurs pour le financement des projets. Plus particulièrement, pour le partage du « risque-prix » et du « risque de marché » entre les parties. Cette architecture institutionnelle a permis le développement de systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures en Europe. A l'aval de la chaîne, l'industrie gazière s'est développée dans le cadre de structures intégrées au niveau de chaque Etat, dans la plupart des cas autour de monopoles publics nationaux. Les raisons de cette emprise de l'Etat étaient le plus souvent associées à des objectifs macroéconomiques (promotion de l'emploi et de la croissance), de sécurité d'approvisionnement énergétique ou de redistribution (sociale ou géographique). Bref, la structure de marché à deux niveaux et les contrats à long terme ont facilité la réalisation des investissements dans la production et le transport, et ainsi le développement de cette industrie.

Les marchés européens de gaz sont encore aujourd'hui marqués par le poids des entreprises publiques nationales. C'est bien le cas en France (avec GDF) et en Italie (ENI). Par ailleurs, dans les pays où l'Etat est moins présent sur le marché gazier (*e.g.* au Royaume-Uni), la structure de marché est moins intégrée à l'aval par rapport aux premiers. Dans un large nombre de pays, la distribution de gaz a été développée par les autorités régionales et locales sous la forme de monopoles locaux de distribution (par exemple en Allemagne où une partie importante de la distribution est assurée par les régies municipales).

Les structures intégrées sont actuellement défiées par le mouvement de libéralisation du marché gazier européen qui se structure autour de deux directives, la directive 98/30 de juin 1998 et la directive 2003/55 de juin 2003. Ces directives ont introduit dans l'industrie gazière les principes de la séparation des activités concurrentielles (surtout dans la production et la négociation) de l'infrastructure essentielle (*unbundling*), de l'accès de tiers aux réseaux et de la tarification régulée des activités restant en monopole. Le but est de créer un marché gazier concurrentiel et intégré en Europe, particulièrement entre les Etats et les principaux fournisseurs (la concurrence « gaz-gaz » entre le gaz de différentes provenances), capable de garantir à la fois la sécurité énergétique et l'approvisionnement à des conditions plus avantageuses pour le consommateur.

4. Perspectives de la transition vers l'hydrogène

Dans les deux cas de l'électricité et du gaz, les industries ont d'abord atteint la masse critique dans le marché avant que leur part de marché respectives commencent à augmenter plus rapidement. A partir de ce point, les externalités de réseau ont pu jouer un rôle important dans leur diffusion respective. Le gaz naturel a pu se diffuser plus rapidement grâce à l'infrastructure du gaz de ville dans les principales zones urbaines et industrielles et aux découvertes de gisements après la période 1950. L'électricité a pu se développer plus intensément à partir de l'introduction du transport en haute tension et de la mise en place de turbines autour des années 1920. Dans les deux cas, les réseaux ont commencé à se développer de façon décentralisée. Plus tard, ceux-ci ont été interconnectés avant de former les réseaux régionaux, et ensuite les systèmes nationaux. Cela a pris environ 60 ans avant que l'électricité atteigne la masse critique et se diffuse à grande échelle. Le gaz de ville a échoué à devenir une énergie nationale et il a finalement été remplacé par le gaz naturel, lequel a eu besoin de quelques décennies seulement pour se diffuser en Europe.

La diffusion de l'électricité a bénéficié de la reconnaissance publique de la supériorité des technologies électriques par rapport à celles du gaz pour l'éclairage et pour les applications électroménagères. La supériorité du moteur électrique sur le moteur à vapeur a été déterminante pour l'augmentation de la part de la consommation électrique dans le secteur industriel, lequel a été le principal moteur de la progression de l'électricité au cours de la première moitié du XXe siècle. Les progrès techniques dans la production et la transmission ont jeté les bases pour le développement du réseau électrique au niveau national. Le progrès technique est également important dans le cas du gaz naturel. En effet, sans les progrès dans la sidérurgie, notamment dans la construction de pipelines, la généralisation du réseau du gaz naturel ne serait pas possible.

La vieille infrastructure du gaz de ville a permis une pénétration rapide du gaz naturel dans les villes. Cependant, il a été nécessaire de mettre en place une nouvelle infrastructure pour rallier les zones de production récemment découvertes et les principales zones de consommation, après les années 1950. Cette infrastructure a été généralement construite dans le cadre d'une société publique en Europe. La diffusion de l'électricité après la seconde guerre mondiale a été possible grâce à l'infrastructure entre-temps construite. Cela a été possible après la réorganisation de l'industrie. En fait, la plupart des pays d'Europe ont nationalisé et intégré leur industrie électrique après la guerre.

Donc, dans les deux situations, l'Etat a organisé la création des infrastructures. Dans les deux cas, il a intégré les activités dans une entreprise nationale chargée de développer l'industrie respective. Dans le domaine de l'électricité, des compagnies nationales publiques ont été créées pour harmoniser le fonctionnement et organiser la croissance de l'industrie. Dans le domaine du gaz naturel, les compagnies gazières nationales avaient comme objectifs

la production de gaz et la mise en place des infrastructures. Plus tard, avec l'augmentation de la demande, les compagnies nationales européennes se sont regroupées dans des consortiums afin de créer les réseaux pour l'importation du gaz naturel.

Le développement des industries de réseau énergétique a souvent besoin d'énormes investissements ayant de longs délais de récupération du capital, avant que le réseau puisse atteindre la masse critique et se diffuser par l'effet des externalités de réseau. Dans ce contexte, il est peu probable que les entreprises privées soit incitées à entreprendre ces investissements. L'intervention de l'État est alors nécessaire comme c'était le cas dans le passé pour le gaz naturel et l'électricité en Europe.

L'introduction de l'hydrogène a besoin à la fois des infrastructures et des technologies disponibles. L'infrastructure est nécessaire de façon à atteindre la "masse critique" après quoi la diffusion de l'hydrogène est plus rapide grâce aux externalités de réseau et aux économies d'échelle. Dans le cas des technologies de l'hydrogène, en particulier des piles à combustible, elles sont aujourd'hui développées par les entités publiques et privées dans le monde. Des progrès ont été récemment annoncés, particulièrement en termes de durabilité et de robustesse de la pile à combustible. Le niveau compétitif reste cependant loin d'être atteint et la phase de recherche et développement (R&D) dure depuis des décennies sans que la pile entre dans le marché.²⁵

Dans le cas d'une innovation radicale comme l'hydrogène, l'intervention publique est indispensable à deux niveaux. En premier lieu, il convient de soutenir les technologies de l'hydrogène pendant la période avant la mise en marché (recherche et développement et de démonstration de R&DD). Ceci afin de les rendre compétitives face aux technologies conventionnelles. En second lieu, l'Etat doit soutenir l'entrée de l'hydrogène et des piles à combustible dans le marché ainsi que les investissements en infrastructure.²⁶

Conclusion

L'expérience du gaz naturel et de l'électricité en Europe, ainsi que les analyses technico-économiques, convergent sur la même vision de l'évolution des infrastructures de l'hydrogène. Ainsi, les premières infrastructures sont créées dans les zones densément peuplées, présentant un grand potentiel de demande. La production d'hydrogène est d'abord décentralisée. Puis elle évoluera vers une configuration centralisée au fur et à mesure que la demande augmente. Des critères tels que la compétitivité économique de l'hydrogène, la disponibilité des réseaux de gaz naturel et d'autres infrastructures d'énergie, ainsi que la disponibilité de l'hydrogène à proximité, sont souvent considérés comme des conditions préalables au choix des régions où il est pertinent de construire les premières infrastructures. Même si évaluée au moindre coût, l'infrastructure en Europe est estimée à plusieurs milliards d'euros. Cet énorme investissement et l'incertitude quant au comportement de la demande rendent improbable que les sociétés

²⁵ Lattin and Utgikar (2007) présentent les principaux moments du développement de l'hydrogène et des piles à combustible aux Etats-Unis depuis les années 1970s. Les auteurs concluent que l'intervention du gouvernement est nécessaire pour que la transition devienne possible.

²⁶ Le développement de la technologie et l'entrée dans le marché est d'habitude supporté par les investissements privés dans le cas des innovations incrémentales. (Bourgeois and Mima, 2003, p.11) Melaina (2003) signale que le développement de l'infrastructure automobile aux Etats-Unis a été généralement supporté par l'investissement privé. Bouwcamp (2004) prend l'exemple du développement des réseaux de téléphonie portable pour montrer que (i) le meilleur standard est retenue par le marché ; et (ii) les sociétés privées sont en mesure d'investir dans l'infrastructure. Toutefois, dans les deux exemples présentés (le réseau de stations d'essence aux Etats-Unis et le développement des réseaux de téléphonie portable), l'infrastructure n'est pas entièrement nouvelle. Dans le cas des stations d'essence, celle-ci reprend l'ancienne distribution de l'essence pour des applications stationnaires. Dans le cas de la téléphonie portable, elle reprend beaucoup de technologies et d'infrastructures de télécommunication existantes.

privées soient intéressées à déployer l'infrastructure nécessaire pour surmonter le paradoxe de l' "œuf ou la poule ". Le même problème s'est produit dans le passé lorsqu'il existait un besoin stratégique de développer les réseaux d'énergie comme les pipelines pour le gaz naturel ou les réseaux électriques. Des raisons économiques, telles que les économies d'échelle et d'envergure, les effets de club, et la croissance économique, ont poussé alors l'État à prendre en main la construction des réseaux.

En conséquence, les pouvoirs publics ont un rôle important à jouer pendant la transition de l'hydrogène. D'une part, ils sont en mesure d'intervenir de façon à rendre le marché plus favorable à l'introduction de l'hydrogène par : la subvention de la R & D, les instruments économiques (e.g. taxes carbone, permis d'émission); les politiques de commande et de contrôle (e.g. efficacité énergétique, le pourcentage minimal d'énergies renouvelables); l'éducation du public; et la création de codes et de standards pour les technologies de l'hydrogène. D'autre part, les exemples historiques du gaz et de l'électricité en Europe confirment l'importance de l'intervention des pouvoirs publics au cours des premières phases de la transition afin de parvenir rapidement à la "masse critique" et de libérer les externalités de réseau permettant la diffusion sur le marché. Cela est aussi vrai à l'échelle de l'État qu'à l'échelle local. En effet, les partenariats locaux entre l'industrie et les pouvoirs publics peuvent être très importants pour créer un climat favorable au déroulement des investissements dans les premières infrastructures. De cette manière, l'incertitude qui pèse sur les investissements peut être minimisée, en incitant ainsi le déploiement de l'infrastructure et des technologies (tels que les voitures à pile à combustible).

Références

- Amos W. (1998), « Costs of Storing and Transporting Hydrogen », NREL/TP-570-25106, November, NREL, Golden, Colorado.
- Angelier J.-P. (1994), *Le gaz naturel*, Cyclope, Paris.
- Angelier J.-P. (2005), « Electricité et gaz naturel: du monopole public à la concurrence réglementée ; une perspective historique », PEPSE, avril, Grenoble.
- Angelier J.-P. (2007), *Economie des Industries de Réseau*, PUG, Collection Eco+, Grenoble.
- Angelier J.-P. et Lalanne E. (1979), « L'Evolution des relations entre l'industrie électrique et les pouvoirs publics ; comparaison historique de l'Allemagne, de la France, de l'Italie et du Royaume-Uni », Institut Economique et Juridique de l'Energie, Grenoble, 164 p.
- Arthur W. B. (1989), « Competing Technologies : Increasing Returns and Lock-in by Historical Events », *The Economic Journal*, 99 (1), p. 116-131.
- Baumol W. J., Panzar J., Willig R. (1982) « *Contestable markets and the theory of industrial structure* », Harcourt-Brace-Jovanovich Publishers.
- Bergougnoux J. (2000), « Les Services Publics en Réseaux », Rapport au Commissariat Général du Plan, La Documentation française, Paris.
- Bourgeois B. and Mima S. (2003), « Rationales for the co-operation between firms and States within an emerging radical innovation », in: « The Economic Dynamics of Fuel Cell Technologies », Avadikyan B., Cohendet P. and Héraud J.-A. (eds.), Heidelberg: Springer-Verlag, pp.43-79.
- Bouwkamp N. (2004), « Understanding Technological Transitions in History and Lessons for a Hydrogen-Refueling Infrastructure », Proceeding for the National Hydrogen Association (NHA) Conference, April.
- BP (2007), *Statistical Review of World Energy*, June, <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Braeutigam R.R. (1989), « Optimal Policies for the Natural Monopolies », in R. Schmalensee et R.D. Willig, *Handbook of Industrial Organization*, Elsevier, pp.1289-1346.
- Buchanan J. M. (1965), « An Economic Theory of Club », *Economica* 32, p. 1-14.
- Cassidy R. (1979), *Gas: Natural Energy*, Frederik Muller Ltd, London.
- Coase R.H. (1960), « The Problem of Social Cost », *Journal of law and Economics*, n°3, pp. 1-44.
- Curien N. (2005), *Les Economies des Réseaux*, Editions La Découverte, coll. « Repères » : n° 293, Paris.
- David P.A. (1985), « Clio and the economics of Qwerty », *American Economic Review* 75 (2), 332-337.
- Demsetz H. (1970), « The Private Production of Public Goods », *Journal of Law and Economics* 13 (2): 293-306.
- Department of Trade and Industry's - DTI (2007), « Natural gas and colliery methane production and consumption, 1970 to 2006 », http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukes4_1_1.xls (accessed in October 16)
- Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières – DGEMP (2007), « Observatoire de l'Energie », in : <http://www.industrie.gouv.fr/energie>

- E4Tech (2005), “The Economics of a European Hydrogen Automotive Infrastructure”, A study for Linde AG, Final Report, February.
- Economides N. (1996), “The Economics of Networks”, *International Journal of Industrial Organization*, vol. 14, pp 673-699.
- Energy Information Administration - EIA (2006), *Annual Energy Review*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/natgas.html> (accessed in October 17)
- Ente Nazionale Idrocarburi - ENI (2007), “The History of Eni and the Trademark”, <http://www.eni.it>
- Estrada, J., Moe, A. and Martinsen, K.D. (1995), *The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives*, John Wiley.
- Giuntini A. (2005), « Une croissance sans modèle ? - L’industrie du gaz en Italie à travers l’analyse de quelques cas urbains », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L’Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L’innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.
- Goodall F. (2005a), « Gas in London: A Divided City », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L’Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L’innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.
- Goodall F. (2005b), « Entrepreneurs, Engineers and the Growth of the British Gas Market », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L’Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L’innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.
- Guesnerie R. (2006), *L’Economie de Marché*, Ed. Le Pommier, Paris.
- High Level Group – HLG (2003), “Hydrogen Energy and Fuel Cells : A Vision for Our Future”, Summary Report, Brussels, June.
- Hughes T.J. (1983), *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*, The John Hopkins University Press, Baltimore and London.
- International Energy Agency – IEA (2007), *Natural Gas Review 2007*, IEA/OCDE: Paris.
- Julius D. et Mashayekhi A. (1990), *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*, Oxford University Press, Oxford.
- Katz M. L. et Shapiro C. (1985), “Network externalities, competition and Compatibility », *American Economic Review* 75 (3), 424-440.
- Katz M. L. et Shapiro C. (1986), “Technology Adoption in the Presence of Network Externalities”, *Journal of Political Economy*, vol. 94, n°4, pp 822-841.
- Lattin W.C. and Utgikar V.P. (2007), « Transition to hydrogen economy in the United States: A 2006 status report », *International Journal of Hydrogen Energy* 32, pp.3230-3237.
- Lévêque F. (2004), *Economie de la réglementation*, Collection Repères n°238, Ed. La Découverte, Paris.
- Lovins A.B. (2003), “Twenty Hydrogen Myths, Rocky Mountain Institute”, June, http://www.rmi.org/images/other/Energy/E03-05_20HydrogenMyths.pdf .
- MacAvoy P.W. (2001), *The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation*, Yale University Press, New Haven and London.
- Marty F., Trosa S. et Voisin A. (2006), Les partenariats public-privé, Collection Repères n°441, Ed. La Découverte, Paris.

Melaina M.W. (2003), "Initiating hydrogen infrastructures: preliminary analysis of a sufficient number of initial hydrogen stations in the US", *International Journal of Hydrogen Economics* 28 743-755.

Odell P.R. (2001), *Oil and Gas: Crises and Controversies 1961-2000*, Multi-Science Publishing Company Ltd, Brentwood.

Ogden J. (1999), 'Prospects for Building a Hydrogen Energy Infrastructure', *Annual Review of Energy and the Environment*, vol. 24, pp. 227-279.

Padró, C.E.G. and Putsche, V. (1999), *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies*, NREL, Golden, CO.

Paquier S. et Williot J-P. (2005) (sous la direction de), *L'Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L'innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.

Peebles M. (1992), *Natural Gas Fundamentals*, Shell International Gas Limited.

Pinto Barbosa, A.S. (1997), *Economia Pública*, McGraw-Hill, Lisboa.

Quast O. (1997), "Les fondements des modèles successifs d'organisation de l'industrie gazière: analyse des conditions d'introduction de la concurrence dans une industrie de réseau", sous la direction de D. Finon, Novembre, Grenoble.

Schott, D. (2005a), « From Gas Light to Comprehensive Energy Supply – The Evolution of Gas Industry in Three German Cities: Darmstadt—Mannheim—Mainz (1850-1939) », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L'Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L'innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.

Schott, D. (2005b), « The Significance of Gas for Urban Entreprises in Late 19th Century German Cities », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L'Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L'innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.

Shapiro C. et Varian H.R. (1998), *Information Rules: A Strategic Guide to the Network Economy*, Harvard Business School Press, Boston.

Simbeck D. and Chang E. (2002), "Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways—Scoping Analysis", SFA Pacific, Inc., NREL, NREL/SR-540-32525, Golden, Colorado.

Smit M. (2006), « Developing Gas Markets: Lessons Learned From the Netherlands », 23rd World Gas Conference, Amsterdam.

Stiller C., Seydel P., Bünger U., Wietshel M. (2007), «Assessment of the Regional Hydrogen Demand and Infrastructure Build-up for 10 European Countries», on behalf of the HyWays Consortium.

Teece D.J. (1990), « Structure and organization of the natural gas industry: differences between the United States and the Federal Republic of Germany and implications for the carrier status of the pipelines », *Energy Journal* 11 (3), pp. 1-35.

Tirole J. (1993), *Théorie de l'Organisation Industrielle*, Tome II, Collection ESA, Economica, Paris.

Tzimas E., Castello P. and Peteves S. (2006), "The evolution of size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the meium and long term", *International Journal of Hydrogen Energy* doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.017.

Utoft J. and Thomsen H. (2006), “*The History of Gas*”, www.gashistory.org [Acceded January 5, 2007]

Wietschel M., Hasenauer U. and de Groot A. (2006), “Development of a European hydrogen infrastructure scenarios—CO₂ reduction potential and infrastructure investment”, *Energy Policy* 34 pp. 1284-1298.

Williot J-P. (2005a), « Du déclin au renouveau : la seconde moitié du XXe siècle », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L'Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L'innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.

Williot J-P. (2005b), « De la naissance des compagnies à la constitution des groupes gaziers en France (années 1820-1930) », in S. Paquier et J-P. Williot (eds.), *L'Industrie du Gaz en Europe aux XIXe et XXe Siècles : L'innovation Entre Marchés Privés et Collectivités Publiques*, PIE Peter Lang, Bruxelles.

Wurster R. (2007), “HyWays - The European Hydrogen Energy Roadmap - Final Results”, Ludwig-Bolkow Systemtechnik, on behalf of the HyWays consortium, Proceedings of the conference “Building the Hydrogen Economy: Enabling Infrastructure Development”, IEA, 10-12 July, Paris.

Yang C. and Ogden J. (2004), “Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Article in Press, May.

	Allemagne	Pays-Bas	France	Italie	Grande Bretagne	Etats-Unis
Type de pays	Importateur	Producteur ; Exportateur	Importateur (initialement producteur)	Producteur ; Importateur	Producteur Exportateur (récemment importateur)	Producteur Importateur
Moteurs de la demande	1° Industrie 2° Production électrique 3° Résidentiel et commercial	1° Résidentiel et commercial 2° Industrie ; Prod.électrique	I. Industrie ; énergie II. Résidentiel-tertiaire ; Industrie	1° Industrie 2° Résidentiel et commercial 3° Prod.électrique	1° Résidentiel 2° Industrie 3° Prod.électrique	1° Industrie 2° Résidentiel et commercial 3° Production électrique
Structure de l'industrie	Intégrée (transport/importation) ex.: Ruhrgas Distributeurs communales	Entreprise à capitaux mixtes (Gasunie) Distribution communale	Entreprise publique intégrée (GDF)	Entreprise publique intégrée (ENI)	I. Gas Act 1948 : <i>Area Boards</i> (12), <i>Gas Council</i> ; II. Gas Act 1972: Entreprise publique intégrée (British Gas) III. Privatisation et démembrement de British Gas (1980s, 1990s)	<i>Local distribution companies</i> (LDC) privée Transporteurs privés (pipelines)
Le rôle des acteurs publics	Régies locales Distributeurs à des capitaux mixtes et publics	Etat-partenaire Distributeurs municipales	Etat-entrepreneur	Etat-actionnaire Distributeurs municipales	Etat-proprétaire Etat régulateur (plus tard)	Etat régulateur (PUC ; FERC)
Phase de développement ²⁷	Transition vers la maturité	Maturité	Transition vers la maturité	Transition vers la maturité	Maturité	Maturité
Diffusion (nombre d'années avant d'atteindre 10% du bilan énergétique)	15 ans (1960-1974)	7 ans (1960-1967)	24 ans (1951-1975)	16 ans (1952-1968)	5 ans (1967-1972)	10 ans (1920-1930) ²⁸

Annexe 1 Synthèse du développement du gaz naturel en Europe et aux Etats-Unis

²⁷ Selon la méthodologie de Estrada et al. (1995) et les indicateurs de mise en place de la concurrence (part de marché, séparation des activités de transport...) des pays respectifs, à partir de l'information disponible dans les sites de la Commission de Régulation de l'Energie (www.cre.fr) et du groupe de régulateurs européens de l'électricité et du gaz (www.ergeg.org).

²⁸ Marchetti C., Nakicenovic N. (1979), « The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model », RR-79- 13, December, IIASA, Laxenburg.