

LE MARCHÉ NORD-AMÉRICAIN DU GAZ NATUREL : L'ARTICULATION DU MEXIQUE

Alberto ELIZALDE BALTIERRA*

Petróleos Mexicanos

Résumé

Dans ce travail, nous analysons les éléments principaux de l'articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle gazière des États-Unis et du Canada. Cette articulation doit être entendue comme le processus qui permettra la création d'un marché unique de gaz naturel en Amérique du Nord où la concurrence sera globale plutôt que nationale. C'est-à-dire, un processus concurrentiel du marché où la dynamique individuelle sera remplacée par une dynamique collective ou globale.

INTRODUCTION

L'idée de la création d'un marché intégré d'énergie en Amérique du Nord est née il y a plusieurs années aux États-Unis. Depuis l'arrivée de George W. Bush à la présidence en 2000, cette idée a été relancée. C'est notamment la sécurité d'approvisionnement énergétique de son pays qui encourage cette intégration. Le Canada représente aujourd'hui, pour les Américains, un fournisseur fiable de pétrole et de gaz naturel, et le Mexique une source certaine de pétrole. Les E.U. souhaitent donc non seulement renforcer ces liens, mais aussi favoriser les échanges internationaux d'électricité entre les trois nations, et de gaz naturel avec le Mexique. Ce dernier est un pays riche en gaz naturel, mais les contraintes financières limitent la production, ainsi que la croissance de la demande domestique, ce qui rend très incertain son futur rôle sur la scène nord-américaine. D'une part, le gouvernement mexicain cherche avant tout à garantir son approvisionnement gazier grâce à la production domestique et à d'éventuelles importations. D'autre part, Bush souhaiterait que le Mexique devienne un fournisseur de gaz important et fiable pour les E.U.. Le point-clé entre ces deux tendances divergentes repose sur les contraintes financières qui limitent le déploiement de la production gazière mexicaine. Si ces limitations persistent, le Mexique continuera à importer du gaz pour satisfaire ses besoins grandissants. Si elles sont relâchées, ce pays pourra devenir un exportateur net de gaz à destination des États-Unis. L'articulation du Mexique dans le marché nord-américain du gaz est, dans tous les cas, un sujet central et incontournable dans la création d'un marché intégré d'énergie dans la région.

L'objectif de ce travail est donc d'analyser les éléments principaux de l'articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle gazière des États-Unis et du Canada. Ces éléments sont présentés dans la Figure 1 et font partie de l'approche Structures-Comportements-Performances (Scherer et Ross, 1990).

* Adresse: Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Operaciones. Av. Marina Nacional No. 329, Torre Ejecutiva Piso 17, Col. Huasteca, C.P. 11311, México, D.F. Mexique. E-mail: aelizalde@dco.pemex.com. Tel. (52 55) 56 58 10 99.

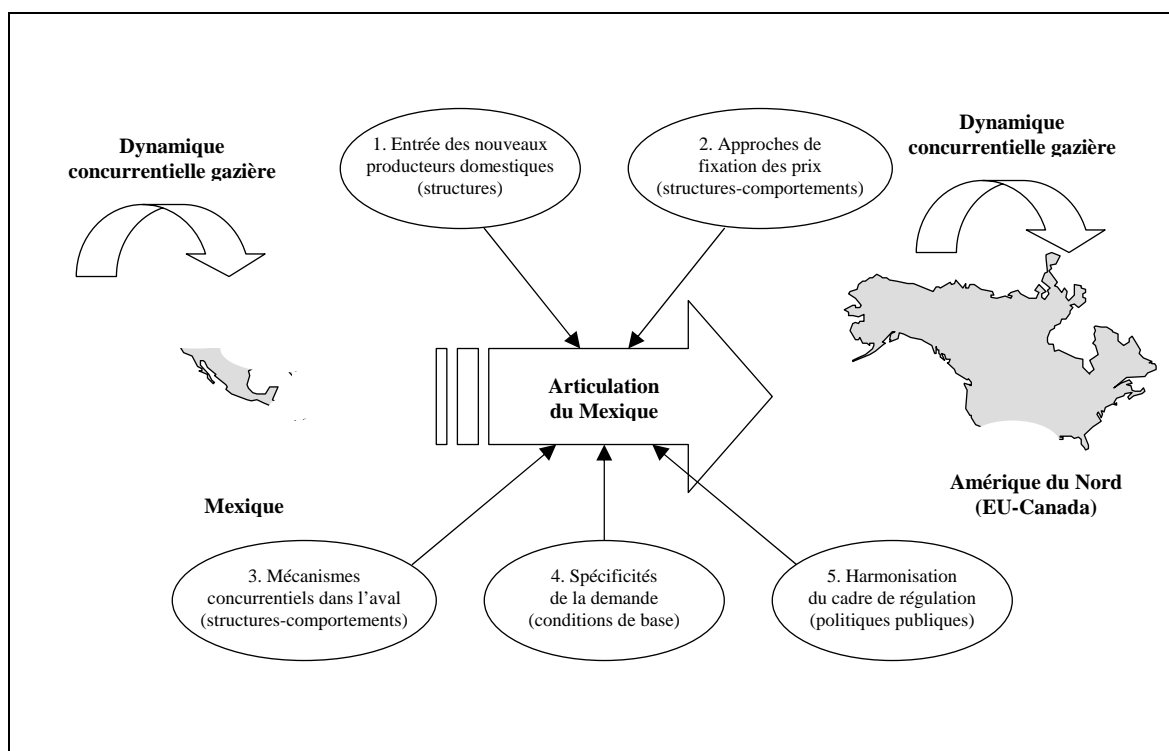


Figure 1. Éléments de l’articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle gazière en Amérique du Nord (E.U.-Canada).

1. L’entrée des nouveaux producteurs domestiques

Renforcé par le lien existant entre la notion de souveraineté et la propriété des hydrocarbures, le monopole de la PEMEX dans l’exploration et la production représente la principale barrière au développement de la concurrence dans le secteur du gaz. En effet, l’ouverture récente des activités en aval n’a fait qu’élargir les réseaux de transport et de distribution, en conservant encore des fortes caractéristiques monopolistiques, telles que le contrôle presque total des activités de commercialisation par la PEMEX.

1.1. Le développement de la concurrence amont : un facteur clé dans le succès des réformes gazières

Les expériences internationales semblent montrer que la présence de concurrence en amont est un facteur clé dans le succès des réformes qui cherchent à améliorer l’efficacité du secteur du gaz. Par exemple, d’après l’Agence Internationale de l’Énergie (1998), la présence de nombreux producteurs nationaux en concurrence a été le point de départ pour les réformes réussies des industries gazières des États-Unis, du Canada et de la Grande Bretagne¹. C’est

¹ Selon l’Agence Internationale de l’Énergie (AIE, 1998, pp. 15), ces réformes ont du succès grâce à l’augmentation du nombre des services disponibles aux consommateurs finals et à la baisse des prix : « *Analysis of the North American and British Markets yields considerable evidence of the benefits of regulatory reforms in the form of an increased range of services available to end-users and lower prices. Over the past ten years, average gas prices to end-users in these markets have held stable or fallen, while*

ainsi qu’il est couramment accepté, dans la littérature², la nature concurrentielle de l’exploration et production des hydrocarbures, indépendamment du fait que les ressources appartiennent ou pas à l’État. Dans ce sens, M. Foss (2001, pp. 2) affirme “*In all our work at the Energy Institute on natural gas industry development and restructuring in the U.S. and Canada, and our reviews of natural gas industry restructuring in many countries, including the U.K., Argentina, continental Europe (unfolding through the European Union’s gas directives) and ideas under consideration in parts of Asia, there are common threads. Generally, the implementation of liberal, open access, nondiscriminatory transportation service regimes with third party market participants (brokers, marketers and traders) and active price risk management mechanisms is most successful, long lasting and problem free where it has evolved in recognition of competitive supply at the wellhead...Oil and gas exploration and production are naturally competitive activities, regardless of whether ownership of the resource is in the public or private domains*”.

1.2. Options d’ouverture à la concurrence : des contrats de service à risques pour extraire du gaz non-associé

1.2.1. Le partage de la rente entre l’État et les compagnies pétrolières

Du fait de la disparité des coûts techniques, certaines zones permettent de produire un hydrocarbure très peu coûteux, d’autres au contraire produisent un hydrocarbure « cher », mais tous sont vendus au prix du marché. Ces disparités font ainsi apparaître une marge considérable ou très faible : la rente pétrolière ou gazière. C’est cette rente que se partagent les États qui disposent des hydrocarbures et les compagnies opératrices en rémunération des nombreux risques associés aux activités en amont³. La rente économique dans l’industrie pétrolière est définie comme la différence entre la valeur de la production et les coûts de l’extraction des hydrocarbures (Johnston, 1995). Ces derniers comprennent le coût technique⁴ et un profit raisonnable pour l’industrie pétrolière. La rente correspond au surplus, synonyme des profits excédentaires. Les gouvernements essayent de capter la part de la rente la plus importante possible au moyen de taxes, redevances (*royalties*), bonus, parmi d’autres. De leur côté, les compagnies cherchent aussi à maximiser leur part de la rente, étant donné l’importance de ce segment dans leurs résultats⁵. La Figure 2 illustre l’allocation des revenus issus de la production du pétrole/gaz entre les coûts et le partage des profits.

volumes delivered have increased. This suggests that gas is being produced, transported and delivered more efficiently than in the past and that the benefits of this improvement are flowing through to consumers.”

² Se reporter à Foss (2001).

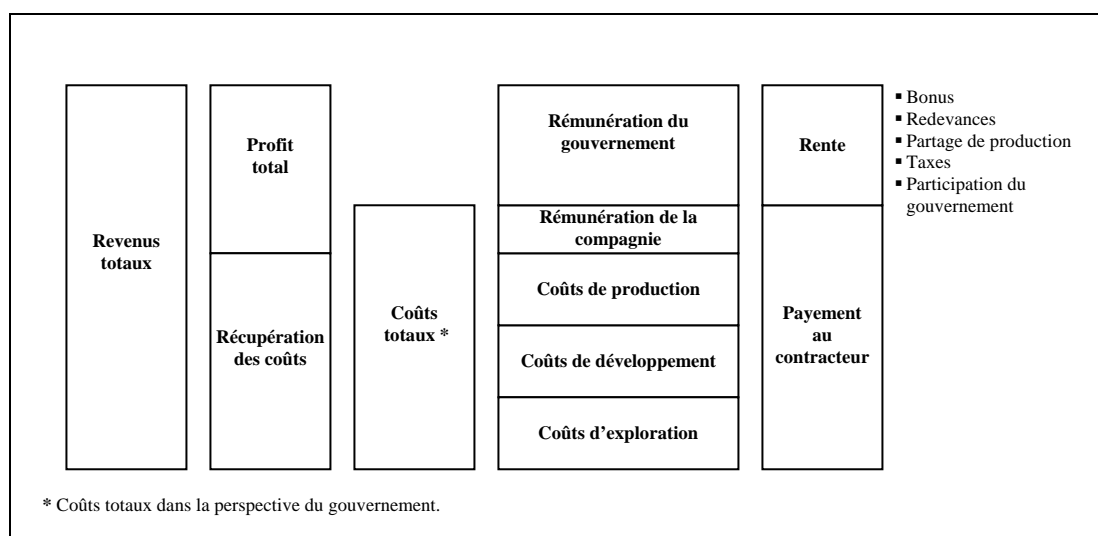
³ Pour une analyse approfondie de la rente gazière et pétrolière se référer à Benzoni (1985) et Chevalier (1973).

⁴ On appelle coût technique, exprimé en \$/baril, l’ensemble des dépenses (investissements et frais) engagés dans chacune des trois étapes suivantes : exploration/appréciation, développement et production, divisé par le montant des réserves du gisement.

⁵ D’après un document interne de l’Institut Français du Pétrole, le poids de l’amont dans le résultat des principaux groupes pétroliers intégrés est traditionnellement de l’ordre de 50 à 70 %.

1.2.2. Les contrats de service à risques : l’option la plus viable

Un pas important et difficile que devrait faire le Mexique, afin d’augmenter la production domestique du gaz et de favoriser le jeu concurrentiel dans l’industrie gazière, et donc son intégration au marché nord-américain, est de permettre l’entrée de nouveaux producteurs dans le marché national. Dans le cas d’une ouverture, le gouvernement mexicain devrait par la suite créer un système fiscal efficient qui lui permette de capter le maximum de la rente gazière⁶ tout en attirant les investissements des compagnies pétrolières. Un autre objectif du nouveau système fiscal serait d’optimiser l’exploitation des ressources gazières dans le temps, en assurant aux compagnies des conditions stables et favorables. La Figure 3 présente une classification des systèmes fiscaux applicables au pétrole et au gaz naturel.



Source : Traduction en français à partir de Johnston (1995, pp.7).

⁶ Depuis la nationalisation de 1938, toute la rente pétrolière et gazière (amont) est captée par l’État au moyen de la PEMEX. La participation élevée des revenus pétroliers aux revenus totaux du gouvernement (plus de 35% en 2001) incite davantage les pouvoirs publics à capturer le maximum de la rente.

Figure 2. Allocation des revenus issus de la production du pétrole/gaz naturel.

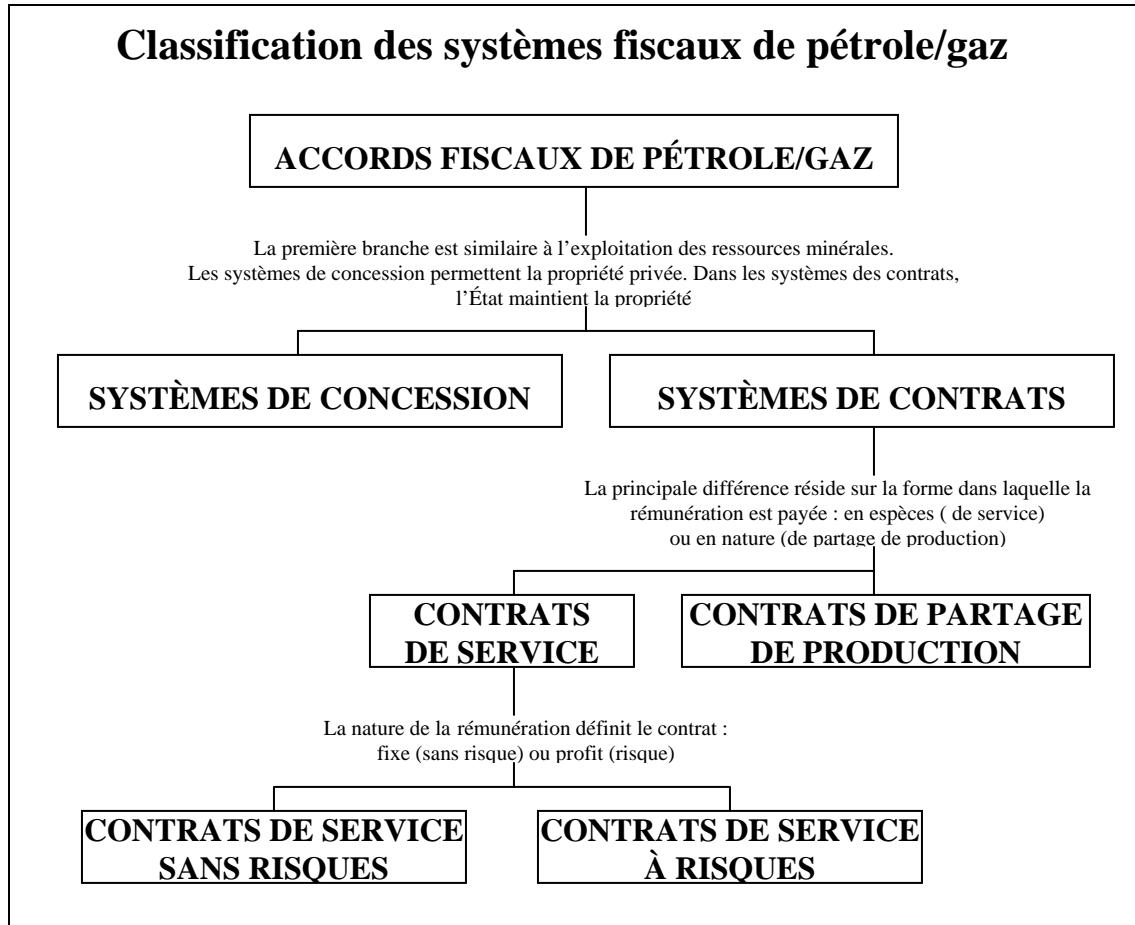


Figure 3. Classification des systèmes fiscaux de pétrole/gaz.

Actuellement, la Constitution mexicaine et ses lois réglementaires permettent seulement le passage de contrats de service sans risques (*nonrisk contracts*). En fait, depuis plusieurs années, la PEMEX a régulièrement passé des contrats de ce type avec des compagnies de services. Celles-ci effectuent diverses tâches telles que l’acquisition des données sismiques (3D) sous le contrôle permanent du personnel de coordination de la PEMEX. Les systèmes de concession, les contrats de partage de production et les contrats de service à risque sont actuellement interdits par la Constitution. Sans faire de grands changements aux lois en vigueur, les contrats de service à risques (CSR) apparaissent comme le système fiscal le plus viable sous lequel de nouveaux producteurs pourraient participer. En effet, la PEMEX envisage depuis 2001 de passer cette sorte de contrats avec des compagnies pétrolières internationales dans le but d’augmenter la production domestique de gaz non-associé dans le bassin de Burgos⁷. On les

⁷ Le gouvernement mexicain envisage de libéraliser la production nationale du gaz non-associé comme ce fut le cas au Venezuela en 1999. Pour analyser le processus de libéralisation dans ce pays, se reporter à Olavarria et alii. (2001). L’ouverture de la production du gaz associé et du pétrole est aujourd’hui très loin d’être envisagée par le gouvernement mexicain.

appelle contrats de service intégrés (CSM-*Contratos de Servicios Múltiples* en espagnol) car ils regroupent plusieurs opérations qui étaient auparavant réalisées par différentes compagnies⁸. Les opérations ainsi rassemblées sont notamment : l’acquisition de données sismiques, leur traitement et leur interprétation ; la modélisation géologique ; le génie des gisements ; le forage ; les études environnementales ; l’opération des champs ; la construction des unités de traitement du gaz, entre autres. Les CSM ont été présentés à l’opinion publique comme des contrats de service sans risque. Toutefois, il s’agit à notre avis de contrats de service à risques puisque la forme de rémunération à la compagnie pétrolière est définie en fonction du profit (risque) et non d’un tarif fixe prédéterminé (Figure 3). Sous la forme dont ils ont été présentés à la fin de 2001, ils peuvent être considérés comme anticonstitutionnels⁹. Pour sa mise en place, il faudrait passer par le Congrès afin de réaliser des modifications à la loi réglementaire de l’article n°27 de la Constitution en matière du pétrole. Ceci est incertain en raison de l’absence de majorité au Congrès pour le parti au pouvoir, le Parti de l’Action Nationale (PAN)¹⁰. On parlerait alors de la réouverture aux investisseurs étrangers de l’amont mexicain.

En cas d’ouverture, le cadre régulateur en place devrait assurer la libre commercialisation des ventes de première main¹¹ afin d’encourager la concurrence dans tout le secteur.

2. Les approches de fixation des prix

Si la production de gaz au Mexique commence à être soumise à une certaine concurrence grâce à l’arrivée de nouveaux entrants, faut-il changer l’approche utilisée actuellement dans la fixation des prix en tête de puits ? Quels mécanismes de marché pourraient faciliter le succès de l’approche choisie ? Nous abordons essentiellement ces questions dans cette section.

2.1. Les défauts de la fixation « artificielle » des prix du gaz naturel

Les expériences américaine et canadienne semblent avoir montré que la fixation « artificielle » des prix, non basée sur les conditions réelles du marché, donne souvent des résultats non satisfaisants (Foss 2001, pp. 3). Au Mexique, les prix du gaz en tête de puits sont artificiellement fixés car ils suivent les cours d’un marché international de référence (le *Houston Ship Channel*). C’est la PEMEX qui s’approprie la plupart de la rente gazière car les coûts de production du gaz mexicain sont censés être plus bas que ceux constatés aux États-Unis, compte tenu de la part élevée du gaz associé dans la production totale (environ 80 %). Ce sont les consommateurs qui souffrent des fortes fluctuations des prix, observées sur le marché américain suite aux variations des températures, de stockage et d’autres facteurs propres aux E.U. Sur l’approche des prix utilisée par le Mexique, M. Foss (2001, pp. 3) ajoute : “ *Careful consideration of all of the evidence reveals that efforts to build elegant open access transportation regimes when there are only artificial mechanisms to approximate competitive*

⁸ La PEMEX doit signer un contrat avec chaque entreprise de services, ce qui est long.

⁹ Pour une discussion sur la légalité de ce type de contrat se reporter à Ortega (2001) et au site d’internet www.energia.org.mx (voir document « Contratos de servicios múltiples para incrementar la oferta de gas natural en México », octobre 2001).

¹⁰ De plus, le fort rôle nationaliste de la propriété des hydrocarbures rendrait difficile l’acceptation de ces modifications par le Congrès.

¹¹ La vente de première main (*first-hand sales*) se réfère au gaz fourni à la sortie des installations de traitement et constitue actuellement une activité réservée par la Constitution à la Nation moyennant la PEMEX.

pricing upstream will consistently yield unsatisfactory results... Artificial price setting mechanisms are always a false premise no matter how carefully we presume they are designed and applied and even when the logic for such practices (to build an infrastructure base that does not otherwise exist, for example) is compelling”. Si le monopole en exploration et production continue, il faudra établir des formules des prix basées sur les conditions du marché domestique.

2.2. Les prix des énergies concurrentes et les taxes spéciales

Les subventions appliquées aux énergies de remplacement, comme le gaz du pétrole liquéfié, ainsi que les taxes spéciales touchant le gaz naturel pour certains usages, limitent et déforment la saine concurrence inter-énergétique à laquelle est soumis le gaz. La part élevée de ces énergies dans les dépenses des ménages et de certaines industries a justifié le soutien des pouvoirs publics.

2.3. L’approche pour fixer les prix du gaz naturel dans des conditions concurrentielles

2.3.1. La fixation des prix du gaz et la structure industrielle

La nature de la fixation des prix tout au long de la chaîne gazière varie entre une structure monopolistique et un marché concurrentiel. L’Agence Internationale de l’Énergie (1998) suggère différentes approches de fixation des prix en fonction de quatre types principaux de structure de marché (Tableau 1).

Tableau 1. Approches de fixation des prix du gaz sous différentes structures de marché.

	Monopolistique		Concurrentiel	
Structure de marché	Monopole pur	A. Concurrence pipeline-to-pipeline	B. Accès des tiers aux réseaux (ATR)	
			1. Marché de gros concurrentiel (ATR aux systèmes à haute pression)	2. Marché de détail concurrentiel (ATR à tout le système)
Approche de fixation des prix	Discrimination des prix entre les clients. Valeur netback du marché*, <i>cost-plus</i> ou une combinaison de deux	Forme restreinte de la valeur netback du marché (dépendant du niveau de la concurrence)	Concurrence gaz-gaz et/ou concurrence inter-énergétique	Concurrence gaz-gaz et/ou concurrence inter-énergétique
Exemple	France, Belgique, Hollande, Espagne, Italie	Allemagne	États-Unis, Canada	Grande Bretagne

* *Netback market value.*

Source: Traduction en français à partir de l’AIE (1998, pp. 31)

De la classification effectuée par l’AIE, l’approche qui nous intéresse est celle utilisée par les États-Unis et le Canada compte tenu du sujet de ce travail. Dans ces pays, où la fourniture du gaz est accomplie par un marché de gros concurrentiel avec accès des tiers aux réseaux non-discriminatoire, les prix du gaz sont déterminés par la confrontation de l’offre et la demande. Au Mexique, la situation est très différente. Sa structure de marché est plutôt monopolistique et l’accès des tiers aux réseaux est très peu pratiqué. Les prix sont fixés en fonction des cours d’un marché

concurrentiel international (le *Houston Ship Channel*). Il s’agit donc d’un système de prix qui ne reflète ni la structure de l’industrie, ni les conditions réelles du marché mexicain, telles que la concurrence inter-énergétique.

2.3.2. L’ouverture amont et la fixation des prix du gaz mexicain

Si de nouveaux entrants participent à la production de gaz au Mexique, nous suggérons que, sur le court et moyen terme (5-15 ans), les prix en tête de puits continuent d’être fixés par les pouvoirs publics. Ils pourraient être indexés à des prix internationaux. Quelques avantages et désavantages de cette régulation pourraient être, à notre avis, les suivants :

Avantages :

- Limiter le pouvoir de marché de la PEMEX qui continuerait à dominer fortement le segment de la production gazière (monopole sur l’extraction du gaz associé).
- Limiter le risque d’une hausse des prix suite à une éventuelle collusion des producteurs (abus de pouvoir) qui, tout au début, pourraient être peu nombreux.
- Maintenir relativement stables les prix du gaz.
- Créer un environnement stable et attractif pour les investisseurs en amont.
- Créer des incitations à augmenter la production domestique et, éventuellement, à exporter.

Désavantages :

- Comme les prix du gaz seraient partout les mêmes (sans coût de transport), l’accès des tiers aux réseaux se développerait très peu.
- Les effets sur la concurrence dans l’industrie pourraient être faibles, en raison notamment de l’ATR peu étendu.
- Les consommateurs finals continueraient à payer plus cher le gaz que si les prix étaient fixés en fonction de coûts de production.

Une fois que le segment de la production ne sera plus dominé par un petit nombre d’acteurs, il sera souhaitable de fixer les prix en tête des puits en fonction de la confrontation offre/demande sur le marché (concurrence gaz-gaz¹²). Plusieurs mécanismes pourraient faciliter cette transition : les *hubs*, le stockage, les marchés spot et la gestion du risque de prix.

¹² Il s’agit de la concurrence gaz domestique vs gaz domestique, et gaz domestique vs gaz importé. Cette rivalité implique que les prix de l’hydrocarbure sont fixés en fonction des coûts de production.

2.4. Des mécanismes facilitant la concurrence gaz-gaz : les *hubs*, le stockage, les marchés spot et la gestion du risque de prix

D’après les expériences observées aux États-Unis et au Canada, l’émergence des *hubs*, de sites de stockage, des marchés spot et à terme a contribué au développement de la concurrence gaz-gaz, ce qui pourrait être le cas pour le Mexique si la concurrence s’élargit. La création naturelle des *hubs*¹³ a ainsi favorisé les transactions transparentes à court terme (marché spot) et la gestion du risque de prix.

2.4.1. Les *hubs* et le stockage

Les *hubs* sont des points physiques de transfert où plusieurs gazoducs sont connectés à une installation qui permet l’acheminement des volumes du gaz d’un gazoduc vers un autre (EIA, 1999, pp. 64). Ils offrent principalement des services de transport et d’échanges entre gazoducs et peuvent aboutir à la création des marchés *hub* (*market hub*) ou d’un centre de marché (*market center*) si le nombre de services offerts augmente¹⁴. L’accès des tiers aux réseaux est à l’origine de l’apparition des ces innovations. Idéalement, plusieurs *hubs* pourraient exister au Mexique non seulement pour refléter les conditions changeantes du système de gaz, mais encore pour fournir une plus grande variété des services dont les participants ont besoin¹⁵. Des conditions nécessaires pour l’essor des *hubs* seraient un certain développement de l’accès des tiers aux réseaux de transport, ainsi qu’une certaine concurrence en amont. En matière de l’emplacement des *hubs*, R. Braziel (1998, pp.5) suggère : « *With Open Access operational, the transactions of gas marketers will define the locations of new price hubs across Mexico. Such hubs probably will be established in northern cities like Monterrey, Reynosa, Chihuahua and Hermosillo, then in Central Mexico in Mexico City, Guadalajara and Puebla* ». La Figure 4 montre la position probable des futurs *hubs* au Mexique d’après Braziel (1998). Ces mécanismes faciliteraient non seulement les transactions parmi les participants, mais aussi leur transparence. La transparence révélerait ainsi sur le marché des abus de pouvoir ou d’influence exercé par n’importe quel participant. Cette caractéristique semble être convenable pour l’industrie gazière mexicaine qui est fortement dominée par un seul acteur.

¹³ Les *hubs* ont été créés de façon naturelle par le marché même sans un mandat des régulateurs.

¹⁴ Pour simplifier, le terme *hub* est désormais utilisé pour désigner aux *hubs*, aux marchés *hub* et aux centres de marché.

¹⁵ Aucun *hub* n’existe actuellement au Mexique.



Source : Braziel (1998).

Figure 4. Emplacements probables des futurs hubs au Mexique.

Aux États-Unis et au Canada, le stockage est devenu un outil indispensable au bon fonctionnement des hubs. Il s’agit donc d’une activité qui doit se développer au Mexique compte tenu de ses fonctions d’équilibrage du réseau et du développement du trading gazier. D’après la CRE (2001), la capacité de stockage nécessaire pour satisfaire les besoins nationaux est estimée en 5% de la demande totale, contre 20% aux États-Unis et au Canada où les variations saisonnières de la demande sont plus importantes. Même si la restructuration du secteur de 1995 a ouvert les portes de cette activité aux investisseurs privés, aucune installation de ce type n’existe aujourd’hui dans le pays¹⁶. D’une part, le fort pouvoir de marché de la PEMEX restreint la mise en place des contrats à long terme nécessaires pour assurer la rentabilité des projets de stockage. D’autre part, la législation minière actuelle interdit aux privés l’utilisation des cavités salines ou des gisements pétroliers ou gaziers épuisés. La CRE (2001) souligne deux propositions faites par les acteurs de l’industrie afin de favoriser le développement du stockage. Premièrement, la PEMEX pourrait construire ces installations sans subir le problème des droits miniers. Cependant, cette solution augmenterait le pouvoir de marché de la PEMEX et contrarierait les objectifs de la réforme de 1995 supposée attirer de nouveaux opérateurs. Deuxièmement, la législation minière pourrait souffrir de modifications afin de rendre l’environnement institutionnel et de régulation plus stable pour les investisseurs, par exemple en autorisant des concessions.

2.4.2. Les hubs et les marchés spot

Avec l’émergence des hubs et l’augmentation de la liquidité sur le marché, la durée des contrats pourrait baisser jusqu’au très court terme, journalières par exemple. Ces transactions à

¹⁶ Quelques sections des gazoducs de transport de la PEMEX-PGPB fonctionnent momentanément comme des installations de stockage. Il existe actuellement des projets de stockage à l’étude comme celui de Gaz de France.

très court terme seraient donc la raison d'être des marchés spot¹⁷ créés sur les principaux *hubs*. Les transactions physiques d'achat/vente de gaz se feraient alors à court terme dans un cadre de transparence et de liquidité du marché, en générant un prix à court terme ou prix spot (*price discovery for physical spot trades*). Le commerce électronique basé sur l'internet faciliterait ensuite les tâches des traders. En effet, le trading sur internet permettrait des transactions tant opérationnelles (*scheduling*, confirmations, et autres communications entre les transporteurs et les *marketers*), que commerciales comme les ventes et achats du gaz *on-line*. Les fortes variations des prix spot créeraient donc, pour les participants, un besoin majeur de se protéger contre ces fluctuations (gestion du risque de prix¹⁸).

2.4.3. Les *hubs* et la gestion du risque de prix

L'émergence des *hubs* et des marchés spot aux États-Unis et au Canada a énormément contribué au développement de la gestion du risque de prix dans l'industrie du gaz naturel. D'autres pays sont en train d'adopter ces innovations.

Les prix du gaz au Mexique souffrent actuellement de fortes variations dès qu'ils suivent les cours d'un marché spot (le *Houston Ship Channel*). Très peu de consommateurs finals ou de CDL ont passé des contrats à terme ou utilisé d'autres mécanismes financiers afin de se protéger contre ces fluctuations. Lors de la hausse des prix qui a eu lieu à la fin de l'an 2000 et afin de se couvrir contre d'autres éventuelles montées des cours, la plupart des gros consommateurs et des CDL ont signé un contrat de 3 ans à 4US\$/MMBTU avec la PEMEX-PGPB, qui couvrait la période 2001-2003. Seule une part minime (moins de 2%) de la couverture du risque de prix a donc eu lieu sur les marchés financiers, ce qui a limité l'émergence des *marketers* qui offrent régulièrement ces services, parmi d'autres. L'apparition des *hubs* et des marchés spot encouragerait ainsi la gestion du risque de prix auprès des marchés financiers. Plusieurs instruments financiers pourraient ainsi être utilisés : « *In addition to gas futures, the evolution of a liquid market in natural gas derivatives instruments such as swaps, options and futures-related transactions will greatly increase the financial tools available to manage risks in Mexico* » (Braziel, 1998, pp. 6).

3. Mécanismes concurrentiels dans l'aval

3.1. La contestabilité du marché de transport

Une première forme de concurrence qui peut jouer dans le segment du transport est la concurrence gazoduc-à-gazoduc *-pipeline to pipeline competition-*¹⁹ (AIE, 1998, pp. 21). Elle est fondée sur le principe de la contestabilité des marchés qui peut remettre en cause le monopole naturel. Si le marché final est en forte croissance par exemple, les entrants potentiels peuvent identifier des opportunités et construire ensuite un gazoduc pour concurrencer la compagnie

¹⁷ J. Roeber (1996, pp. 2) définit quatre étapes dans le développement d'un marché spot du gaz naturel, à savoir: i) « *Need for Short-Term Physical Balancing* », ii) « *Price Reporting and Transparency* », iii) « *Price Feedback* » et iv) « *Risk Management* ». La première étape est souvent réussie grâce à l'existence d'un *hub*.

¹⁸ La gestion du risqué de prix constitue en fait la quatrième et dernière étape du développement d'un marché spot selon Roeber (1996).

¹⁹ L'analyse de l'introduction de la concurrence dans la filière de transport doit prendre en compte s'il s'agit des tuyaux existants ou à construire, compte tenu notamment de la nature de contrats sous lesquels ils opèrent. Par exemple, les contrats *take or pay*, qui pourraient limiter le jeu de la concurrence, sont souvent préférés pour financer les nouveaux tuyaux.

pipélinière sur place (Gallick, 1993 et Foss, 1995). Les deux gazoducs entrent alors en compétition pour les ventes de gaz des consommateurs industriels, des centrales électriques ou des CDL situés sur le même marché régional. Ce type de concurrence est, par exemple, observé en Allemagne où Wingas rivalise notamment avec Ruhrgas pour la fourniture en gaz aux grosses industries.

Au Mexique, il existe à l'heure actuelle plusieurs zones consommatrices de gaz en forte croissance comme Monterrey (au nord), Mexico (au centre) et Guadalajara (à l'ouest). De nouveaux gazoducs pourraient se mettre en place et rivaliser ainsi avec le transporteur en place. Tel pourrait être le cas d'un nouveau gazoduc qui partirait de Reynosa, zone d'importation et de production domestique du gaz non associé, à destination de la ville industrielle de Monterrey. Il serait construit, en principe, en parallèle à celui qui est déjà en place. Plusieurs compagnies étudient ce projet, parmi lesquelles Gaz de France.

3.2. L'accès des tiers aux réseaux

La deuxième et la plus importante manière d'introduire la concurrence dans l'aval gazier est l'accès des tiers aux réseaux (ATR). Celui-ci est permis au Mexique depuis 1995, mais il est très peu pratiqué. Son inexistence dans la pratique est due principalement à la position dominante de la PEMEX en exploration-production (monopole), en transport (opération d'environ 70 % de la capacité des gazoducs) et en commercialisation (quasi-monopole). La capacité disponible restreinte sur les gazoducs internationaux Mexique-EUA a aussi limité l'ATR. La manière selon laquelle l'ATR sera mis en pratique dépendra des spécificités mexicaines.

3.2.1. L'accès des tiers aux réseaux de la PEMEX-PGPB

L'ATR s'applique aux gazoducs à accès ouvert dont la PEMEX-PGPB opère environ 70% de la capacité totale. Cette compagnie est prête pour permettre l'ATR. Elle dispose déjà d'un système d'information, appelé SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), capable de gérer la capacité disponible sur ses gazoducs (9031 Kms). Mise en opération en novembre 2000, le SCADA fournit à ses clients des informations en temps réel concernant notamment leur consommation et la qualité du produit. Il contribue également à la séparation des services (*unbundling*). La PEMEX-PGPB offre également à ses clients la possibilité d'effectuer, via internet (commerce électronique), des transactions commerciales *on-line* telles que l'achat de gaz²⁰. Le SCADA et le commerce électronique facilitent donc l'ATR de la PEMEX-PGPB grâce à la mise à disposition en temps réel d'informations transparentes sur l'opération des gazoducs et sur la possibilité d'effectuer via internet des transactions commerciales *on-line*.

²⁰ Voir « le système d'information pour les clients de la PEMEX-PGPB » (www.gas.pemex.com).

3.2.2. L'accès des tiers aux réseaux : un moyen pour transférer aux consommateurs les avantages de la concurrence amont

L'accès des tiers aux réseaux transfère aux consommateurs finals les bénéfices de la concurrence dans l'exploration et production et des différentiels de coûts des différents bassins gaziers. Dans ce contexte, M. Foss (2001, pp. 2) évoque : « *In the case of recognition of competitive supply at wellhead, open access transportation (transmission and, in most country cases, at least some extent of distribution) works to transfer to customers the benefits of competitive exploration and production and transparent pricing that conveys important market signals regarding differential basis costs for gas produced from different geological basins and by operators that vary with regard to efficiency and productivity* ». Si la concurrence en amont apparaît au Mexique, l'ATR sera le moyen de transférer aux usagers les avantages de cette rivalité.

3.2.3. Les investissements dans le transport : approche *cost of service* vs. marché amont concurrentiel et transport ouvert

Une bonne partie du système de transport des États-Unis et du Canada a été construite grâce à la régulation *cost of service*²¹. Ce type de régulation a rendu certain l'environnement sous lequel les transporteurs ont investi. Ces pays ont également connu un développement considérable de leurs systèmes de transport dans un environnement plus « incertain » dû à un marché amont plus concurrentiel et un réseau de transport plus ouvert (Foss 2001, pp. 2). C'est ainsi que des additions importantes de capacité de transport ont eu lieu grâce d'une part, à l'accès des tiers aux réseaux et d'autre part, à la disponibilité du gaz à des coûts de production différenciés sur un marché amont concurrentiel. En ce qui concerne le Mexique, M. Foss (2001, pp. 3) suggère que des prix fixés en fonction de la concurrence gaz-gaz auraient un impact positif sur le développement du réseau de transport : « *The implications for Mexico is that efficient development of Mexico's transportation system can be best achieved if the dynamics for new capacity incorporate availability of new, competitively priced supplies within Mexico* ».

3.2.4. L'articulation des marchés et la convergence des prix sous l'ATR

Dans un marché articulé ou intégré, les prix dans les différentes régions tendent à converger, l'écart reflétant uniquement les frais de transaction et de transport. L'accès des tiers aux réseaux et l'amont concurrentiel jouent ainsi un rôle clé dans la convergence régionale des prix et donc dans l'articulation des marchés gaziers.

Les prix du gaz naturel au Mexique évoluent aujourd'hui parallèlement à ceux des États-Unis et du Canada. Il s'agit d'une convergence « artificielle » des prix. En effet, c'est une décision gouvernementale, et pas le fonctionnement du marché, qui fait converger les prix. Il faudrait donc stimuler l'accès des tiers aux réseaux et la concurrence amont au Mexique afin de favoriser la convergence « naturelle » des prix et donc son articulation dans le marché nord-américain, comme cela s'est passé entre les États-Unis et le Canada.

²¹ La régulation des profits (*cost of service* ou *rate of return* ou *cost plus regulation*) est fondée sur le principe selon lequel la firme en fournissant le service doit couvrir ses coûts et recevoir de plus un profit qui représente une rémunération « normale » du capital investi.

3.3. Le marché secondaire de capacité

En cherchant à optimiser l'utilisation des gazoducs, le marché secondaire de capacité (MSC) favorise le jeu concurrentiel dans le segment de transport. Dans un cadre de transactions ouvertes et transparentes, le MSC concurrence le marché primaire de capacité en offrant une plus grande souplesse dans le service de transport. Depuis 1995, le MSC est autorisé au Mexique. C'est la PEMEX-PGPB qui offre actuellement cette possibilité à ses clients notamment via le commerce électronique²². Néanmoins, d'après les experts de la PEMEX-PGPB le recours à ce service devrait être limité.

3.4. Le développement de la commercialisation

Les expériences des États-Unis et du Canada en matière de commercialisation du gaz suggèrent que cette activité est par nature concurrentielle. Au Mexique, elle est libre de régulation depuis 1995 et peut donc être exercée sans autorisation des pouvoirs publics. Malgré cette libéralisation, la PEMEX conserve encore le quasi-monopole de la commercialisation puisqu'elle possède, en intégration verticale, le monopole des ventes de première main, 70% des gazoducs de transport et plus de la moitié de la capacité d'importations/exportations. L'entrée des nouveaux *marketers* offrirait au consommateurs une plus grande variété des services groupés ou bien séparés tels que la vente des molécules de gaz, la gestion du risque de prix associé, ainsi que le service de transport.

Le cadre de régulation actuel ne semble pas offrir des conditions de marché favorisant l'entrée des nouveaux *marketers*. À ce sujet, plusieurs modifications aux politiques du secteur ont été proposées (CRE, 2001), à savoir :

- Créer des filiales réellement séparées pour la commercialisation et le transport à l'intérieur de la PEMEX-PGPB²³, afin que les autres *marketers* puissent concourir dans des conditions similaires²⁴. Sinon, éliminer cette intégration verticale.
- Interdire à la PEMEX-PGPB les activités de commercialisation du gaz, surtout dans les zones géographiques de distribution.
- Limiter l'expansion du système de transport de la PGPB, en particulier dans des zones géographiques de distribution, lorsqu'il existe d'autres compagnies susceptibles de prendre en charge l'élargissement du réseau en question.
- Privatiser des sections du système de transport de la PGPB qui sont considérées comme non-stratégiques et qui peuvent être gérées plus efficacement.

²² Voir “le service d'information pour les clients de la PEMEX-PGPB” (www.gas.pemex.com).

²³ En accord avec les législations actuelles en matière de l'*unbundling*, la PEMEX-PGPB effectue déjà une séparation comptable des activités de transport et de commercialisation. Ces deux tâches sont gérées par deux divisions séparées à l'intérieur de la PEMEX-PGPB, mais il ne s'agit pas d'une séparation réelle car la même filiale (PGPB) continue à accomplir les deux opérations et donc à partager l'information.

²⁴ Pour instaurer des politiques de séparation entre ces deux services, l'introduction de la concurrence au moyen de l'accès des tiers aux réseaux devient un facteur clé : « c'est précisément l'introduction d'une concurrence au niveau de l'approvisionnement, via l'ATR, qui constitue le principal fondement de l'instauration des politiques de séparation entre le service de transport et celui de la commercialisation du gaz » (Percebois, 1997, pp. 223). Il faudrait donc encourager l'ATR dans le but de développer la commercialisation.

- Transférer aux *marketers* privés les clients finals de la PGPB, à l’exception des consommateurs considérés comme stratégiques tels que les centrales électriques.

4. Spécificités de la demande : le secteur de la génération d’électricité

Nous avons examiné, dans les trois sections précédentes, les éléments d’articulation qui touchent l’offre. L’évolution future de la demande est aussi susceptible d’influencer l’articulation du Mexique dans le marché nord-américain. En effet, si la demande est supérieure à l’offre domestique, des importations arriveront pour combler le déficit, comme c’est le cas au début du XXI^{ème} siècle. Inversement, si l’offre dépasse la demande, des exportations seront effectuées. En cas d’égalité, le marché sera autosuffisant. D’après les politiques énergétiques actuelles, c’est le secteur de génération d’électricité qui devrait déterminer en bonne partie la demande future de gaz. Nous étudions dans cette section ce déterminant majeur de la demande.

4.1. Le marché d’électricité au Mexique

4.1.1. Évolution de la demande

Entre 1990 et 2000, la demande d’électricité a progressé de 69%, en passant respectivement de 92,1 TWh à 155,4 TWh (Tableau 2). Cette croissance représente un taux de croissance moyen annuel (tcma) de 5,4%. Il s’agit donc d’un marché en forte croissance si l’on considère que les tcma mondial et des États-Unis furent respectivement de 2,3% et 1,6% sur la même période (EIA, 2002). L’industrie est le consommateur majeur, sa demande représente environ 60% du gaz consommé. Cette activité a de plus connu la croissance la plus importante (tcma de 6,1%). Le boom des *maquiladoras* du Nord du pays, qui a eu lieu après la mise en place de l’ALENA en 1994, explique notamment cette montée (García et alii, 2001). Le secteur résidentiel est le deuxième grand usager (environ 25% du total et tcma de 5,9%). Les trois autres types de clients (commercial, services et agricole) consomment environ 20% de l’électricité totale (Tableau 2). D’après les prévisions du Ministère de l’Énergie (SE, 2001a), il est estimé que la demande nationale d’électricité progressera avec un tcma de 5,5% sur la période 2001-2010 (Tableau 2). Le secteur industriel continuera à occuper la première place dans la participation sectorielle (64% en 2010) et dans le taux de croissance (6,1%).

Tableau 2. Demande d’électricité au Mexique par type de consommateur ^a, 1990-2010.

Type d’usager	1990 ^b		2000 ^b			2010 ^c		
	TWh	%	TWh	%	tcma ^d	TWh	%	tmca ^e
Résidentiel	20,4	22,1	36,1	23,2	5,9	58,4	22,0	4,9
Commercial	8,3	9,0	11,7	7,5	3,5	18,7	7,1	4,8
Services ^f	4,5	4,9	5,9	3,8	2,8	9,4	3,5	4,8
Agricole	6,7	7,3	7,9	5,1	1,7	8,5	3,2	0,8
Industriel	52,2	56,7	93,8	60,4	6,1	170,1	64,2	6,1
Total	92,1	100,0	155,4	100,0	5,4	265,1	100,0	5,5

a La demande n’inclut pas l’électricité générée par les industriels sous forme d’autoproduction ou de cogénération. b Source : CFE (2001).

c Des estimations officielles d’après SE (2001a). d Taux de croissance moyen annuel 1990-2000. e Taux de croissance moyen annuel 2000-2010.

f Il comprend les services d’éclairage public et de pompage d’eau.

4.1.2. Évolution de la génération d’électricité

Ce secteur comporte la génération à des fins de service public²⁵, ainsi que l’autoproduction et la cogénération. Sur la période 1990-2000, la capacité de génération d’électricité à des fins de service public a augmenté de 25299 MW à 36697 MW (Tableau 3). Les centrales à vapeur brûlant du fuel-oil lourd ou du gaz naturel représentent actuellement la technologie la plus diffusée (39% en 2000). La disponibilité élevée du fuel-oil lourd bon marché dans le pays a spécialement justifié son utilisation. La génération hydraulique occupe la deuxième place, mais sa contribution a baissé de 31% en 1990 à 26% en 2000 (Tableau 3). Les centrales à cycle combiné ont doublé leur capacité pour atteindre 3400 MW en 2000 grâce à la politique énergétique entreprise par le gouvernement au début des années 1990, qui encourage l’utilisation de gaz naturel dans le pays. Ainsi, la consommation de ce combustible a plus que doublé sur la période considérée (333 PJ en 2000 contre 144 PJ en 1990) -Tableau 8.3. L’autre énergie dont l’utilisation a augmenté est le charbon compte tenu de l’installation de 1400 MW fonctionnant avec ce combustible. Le Ministère de l’Énergie (SE, 2001a) estime que la capacité installée à des fins de service public croîtra de 36697 MW en 2000 à 62393 MW en 2010 (Tableau 3). Consécutivement à la politique favorisant l’usage propre du gaz naturel, sur les 25696 MW à installer sur la période 2000-2010, environ 21514 MW devraient correspondre à des centrales à cycle combiné (84% de la capacité additionnelle). De plus, une bonne partie des centrales à vapeur devrait être convertie au gaz, ce qui ferait baisser la demande de fuel-oil de 955 PJ en 2000 à 381 PJ en 2010 (Tableau 3). Ainsi, la consommation de gaz devrait progresser de 333 PJ en 2000 à 1347 PJ en 2010 (de l’ordre de 400% de croissance). La montée de la consommation gazière fera, en principe, augmenter fortement les importations de ce combustible, c’est pour cela que le gouvernement envisage désormais de diversifier la technologie utilisée par les centrales à partir de 2007 (SE, 2001a). En ce qui concerne l’autoproduction et la cogénération (Tableau 3),

²⁵ La production d’électricité à des fins de service public comprend l’électricité générée par la Commission Fédérale d’Électricité, par la Lumière et Force du Centre, et par les producteurs indépendants d’électricité.

leur capacité installée et la consommation de gaz croîtraient respectivement de 3802 MW et 42 PJ²⁶ en 2000 à 8649 MW et 178 PJ en 2010 (SE, 2001a).

4.2. Le cadre régulateur et la restructuration de l’industrie électrique

4.2.1. Le système de régulation de l’électricité

La Constitution mexicaine établit, depuis la nationalisation de l’industrie électrique en 1960, que l’approvisionnement d’électricité à des fins de service public²⁷ correspond en exclusivité à la Nation. C’est ainsi que la production, la transmission et la distribution du fluide, pour le service public, sont accomplies par l’État²⁸ au moyen de deux compagnies publiques : la Commission Fédérale d’Électricité (CFE) et la Lumière et Force du Centre (LFC). Cette dernière opère dans la partie centrale du pays, alors que la CFE fournit en électricité le reste du pays. À la fin des années 1980, des problèmes de financement pour élargir le service commencèrent à apparaître, en raison notamment de l’endettement excessif du gouvernement.

La Loi du Service Public d’Énergie Électrique (LSPEE) a été modifiée en 1992, en autorisant la participation des compagnies privées, même publiques comme la PEMEX, à la génération d’électricité qui n’est pas considérée comme de service public. Avec l’objectif d’attirer des nouvelles sources de financement, cette réforme a ainsi maintenu les principes traditionnels de fonctionnement, tout en permettant la participation privée dans certaines modalités de production d’électricité. Ces modalités sont ensuite présentées.

²⁶ La contribution du gaz naturel au total des énergies consommées par l’autoproduction et la cogénération s’élevait à environ 85 % en 2000 (SE, 2001a).

²⁷ Le service public d’électricité concerne l’électricité générée et commercialisée par les compagnies publiques : la Commission Fédérale d’Électricité et la Lumière et Force du Centre. La génération électrique, issue de la cogénération et de l’autoproduction, n’est pas considérée comme un service public.

²⁸ La planification centralisée de l’expansion du secteur est de même réalisée par l’État au moyen de la CFE.

Tableau 3. Secteur de génération d’électricité au Mexique : capacité installée, génération brute et consommation de combustibles, 1990-2010.

	1990		2000		2010	
1. Génération d’électricité pour le service public ^a						
Capacité installée par technologie ^b (MW)		%		%		%
Hydroélectrique	7805	30,9	9619	26,2	12809	20,5
Vapeur (fuel-oil lourd et gaz)	11367	44,9	14282	38,9	12621	20,2
Cycle combiné (gaz)	1687	6,7	3398	9,3	24912	40,0
Turbines à gaz (gaz et diesel)	1779	7,0	2360	6,5	2578	4,1
Combustion Interne (diesel)	86	0,3	116	0,3	328	0,5
Geothermique	700	2,8	855	2,3	978	1,6
Charbon-fuel oil ^f (fuel-oil et charbon)	0	0,0	2100	5,7	2800	4,5
Charbon	1200	4,7	2600	7,1	4000	6,4
Nucléaire	675	2,7	1365	3,7	1365	2,2
Éolienne	0	0,0	2	0,0	2	0,0
Total	25299	100	36697	100	62393	100
Génération brute ^b (TWh)	114.3		192.8		329.4	
Consommation des combustibles ^c (Petajoules –PJ-)						
Fuel-oil lourd	659.4	71,2	954.6	60,2	381.5	16,5
Diesel	15.6	1,7	25.1	1,6	6.6	0,3
Gaz naturel	143.7	15,5	333.4	21,0	1347.5	58,3
Charbon	76.1	8,2	183.1	11,5	469.7	20,3
Uranium	31.1	3,4	90.3	5,7	105.4	4,6
Total	925.9	100	1586.5	100	2310.7	100
2. Autoproduction et cogénération						
Capacité installée ^d (MW)	n.d.		3802		8649	
Génération brute ^d (TWh)	n.d.		9.8		41.7	
Consommation des combustibles ^d (Petajoules –PJ-)						
Gaz naturel	n.d.		41.7		177.9	
D’autres ^e	n.d.		n.d.		n.d.	
Total	n.d.		n.d.		n.d.	

n.d. : non disponible.

a Effectuée par la Commission Fédérale d’Electricité, par la Lumière et Force du Centre, et par les producteurs indépendants d’électricité.

b Source : 1990-2000: CFE (2001).

2010: SE (2001a).

c Source : 1990: SE (1997).

2000: SE (2001b).

2010: SE (2001a).

d Source : SE (2001a).

e Notamment le fuel-oil lourd, le diesel et la biomasse.

f Dès sa mise en opération en 1993, ces centrales roulent au fuel-oil lourd. Elles commenceront à brûler du charbon en 2003.

1. l’autoproduction, la cogénération et la petite production²⁹ ;
2. la production indépendante d’électricité³⁰ (PIE) dont le fluide à la sortie doit être destiné exclusivement à la CFE ou à la LFC³¹ ;

²⁹ La petite production concerne moins de 30 MW.

³⁰ En anglais *Independent Power Producers* (IPPs). Il s’agit des centrales dont leur capacité est supérieure à 30MW.

³¹ L’Etat, à travers la CFE et la LFC, conserve le monopole dans la commercialisation d’électricité tant du marché de gros (structure d’acheteur unique) comme de détail.

3. l’exportation d’électricité issue de la cogénération, de la production indépendante ou bien de la petite production ; et
4. l’importation d’énergie destinée à l’approvisionnement des particuliers.

Ces modalités son assujetties à un permis octroyé par la CRE. De l’ordre de 240 permis sont à l’heure actuelle gérés par la CRE. Ils autorisent la construction d’environ 15 GW de capacité installée avec une génération potentielle estimée à près de 97 TWh³² (Tableau 4). Les producteurs indépendants représentent la moitié de la capacité et de la génération potentielle, alors que la deuxième place est occupée par l’autoproduction (environ 30%).

Tableau 4. Permis octroyés par la CRE ^a en matière de génération privée d’électricité à juillet 2001 : capacité installée autorisée et génération potentielle.

Modalité	Capacité autorisée ^b		Génération potentielle	
	MW	(%)	(GWh)	(%)
Autoproduction	4760	31,3	26555	27,6
Production indépendante	7619	50,1	51862	53,7
Cogénération	2130	14,0	12539	13,0
Exportation	556	3,7	4544	4,7
Importation	134	0,9	991	1,0
Total	15199	100,0	96491	100,0

a Commission de Régulation de l’Énergie. b Cette capacité est autorisée à se mettre en place, mais cela n’implique pas que la capacité est déjà en operation. Source : SE (2001a) à partir des données publiées par la CRE.

4.2.2. La restructuration de l’industrie électrique : un moyen pour financer son expansion

En terme d’attraction des capitaux, la réforme a eu du succès compte tenu de la capacité installée depuis 1992 (Tableau 4). Jusqu’à 1998, plusieurs compagnies participaient aux appels d’offre pour la construction de centrales PIE³³. Néanmoins, les plus récents appels ont reçu les offres de seulement un ou deux compagnies, voir aucune, ce qui fait penser que le modèle de financement basé sur la production indépendante commence à être mis en cause. D’où la nécessité de réformer davantage l’industrie électrique. Dans le but de favoriser le développement du secteur et surtout d’attirer des nouveaux investissements nécessaires à l’expansion adéquate de l’activité, le président mexicain a annoncé en 1999 un projet de reforme électrique. Les modifications proposées à l’époque devaient permettre la vente des actifs en production de la CFE, l’octroi de concessions aux investisseurs privés dans la distribution et le retrait partiel de l’État des activités productives (Serrato, 2000). Jusqu’en mai 2002, cette proposition n’a pas été votée pour des raisons de manque de consensus politique. D’autres propositions de réforme sont apparues à la fin de 2001 en accord avec les convictions particulières des partis politiques au Congrès, et ont commencé à être révisées en 2002. C’est notamment le choix d’organisation industrielle qui est au cœur des discussions qui cherchent à trouver une nouvelle forme de financement des investissements nécessaires pour l’expansion future du secteur.

³² Cette production représente à-peu-près la moitié de la génération brute effectuée en 2000 par la CFE et par la LFC.

³³ La compagnie Électricité de France et l’espagnole Iberdrola, par exemple, ont remporté plusieurs appels d’offre en vue de la construction de producteurs indépendants.

5. Le cadre de régulation de l’industrie gazière mexicaine : son adéquation aux conditions du marché et son harmonisation aux cadres nord-américains

5.1. L’adéquation du système de régulation aux conditions du marché : la dynamique d’apprentissage institutionnel et légal

En 1995, les pouvoirs publics mexicains ont mis en place un nouveau cadre institutionnel et légal dans l’industrie gazière (Figure 5, étape 1). De nouvelles forces de marché sont ainsi apparues, en se manifestant au moyen de la construction des gazoducs privés de transport et de distribution. Toutefois, le développement de plusieurs segments de la chaîne gazière tels que la commercialisation et le stockage, ouverts à la participation privée, est resté très limité. Vu ces résultats, les nouvelles compagnies privées en place et les investisseurs potentiels ont fortement persuadé les pouvoirs publics de modifier la régulation du secteur (Figure 5, étape 2). Par conséquent, la CRE a décidé en juillet 2000 de lancer une consultation auprès des parties concernées par l’industrie gazière, afin de connaître leur problématique et de recevoir des propositions concrètes de solution. Les propositions reçues par la CRE ont touché divers sujets, notamment : l’offre nationale de gaz naturel, la méthodologie des prix des ventes de première main, le transport, la distribution, la commercialisation, le stockage, le gaz naturel véhicule, le rôle de la CRE, entre autres³⁴. En réponse aux propositions reçues, il est prévu par la CRE que les pouvoirs publics effectuent, entre 2001 et 2005, des modifications légales et institutionnelles (Figure 5, étape 3). En fonction des résultats obtenus par d’éventuelles réformes (2001-2005), les régulés et les entrants potentiels seront en mesure de demander des nouvelles modifications (Figure 5, étape 4). Les étapes 3 et 4 représentent ainsi le cycle d’adaptation des dispositifs institutionnels et légaux aux conditions du marché. Ce cycle marquera la dynamique d’apprentissage institutionnel³⁵ et légal de l’industrie du gaz au Mexique.

³⁴ Le document « *Los nuevos retos de la industria del gas natural 2001-2005, hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México* » publié par la CRE, analyse ces propositions. Il peut être obtenu sur le site internet : www.cre.gob.mx.

³⁵ M. Davidovici (1997) analyse, dans sa thèse, l’évolution de la régulation dans l’industrie gazière britannique à l’aide d’un approche micro-économique en terme de dynamique d’apprentissage institutionnel.

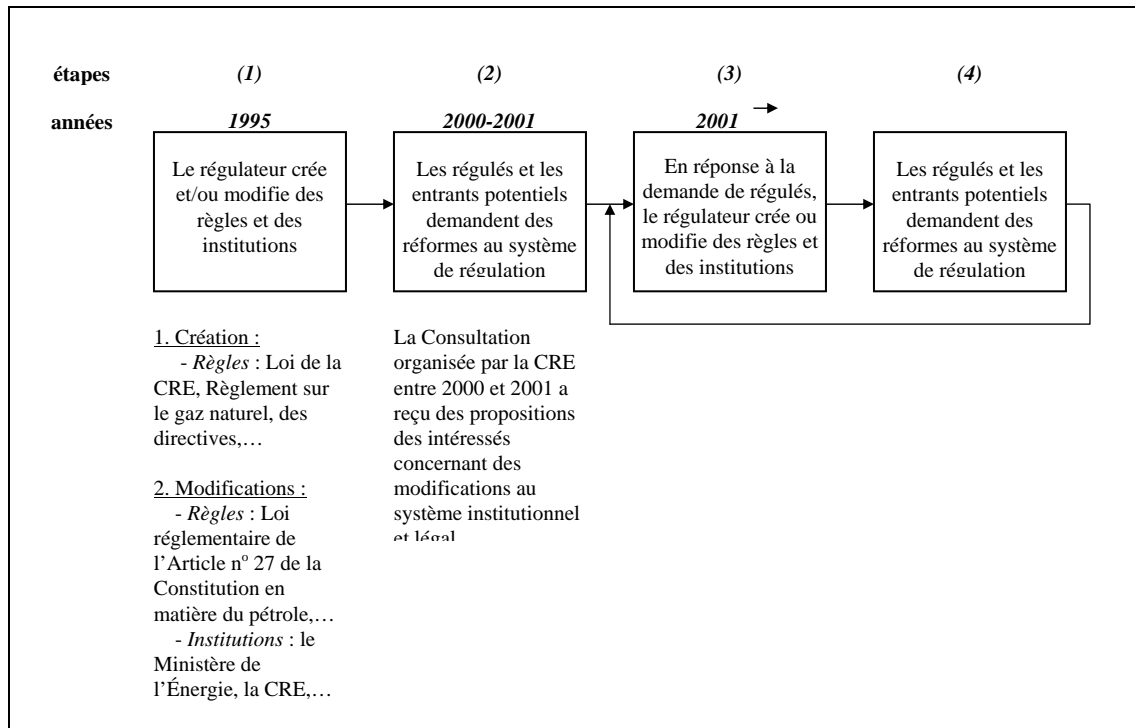


Figure 5. Dynamique d'apprentissage institutionnel et légal de l'industrie gazière mexicaine (à partir de 1995).

5.2. Le cadre de régulation gazière en Amérique du Nord : l'harmonisation du système mexicain

L'articulation des systèmes de régulation des deux marchés constitue un élément important dans l'articulation de leurs dynamiques concurrentielles. Au sujet de l'Amérique du Nord, A. De la Vega (1997, pp. 55) signale : «si on peut parler d'une symbiose énergétique entre les États-Unis et le Canada, c'est parce que ces deux pays convergent de plus en plus vers un même cadre institutionnel, leurs industries énergétiques s'orientant vers une plus grande dérégulation ». Où se situe alors le Mexique par rapport à ses voisins du nord en matière de régulation gazière ? Vers quelle direction s'articulerait le système mexicain de régulation ?

Les États-Unis et le Canada disposent aujourd'hui de systèmes de régulation très similaires (Tableau 5). Des différences existent cependant en ce qui concerne la propriété des ressources gazières.

Tableau 5. Panorama général de la régulation dans l’industrie gazière en Amérique du Nord.

Caractéristiques	États-Unis	Canada	Mexique
Propriété des ressources gazières	privée et publique (des terres Fédérales et des États)	publique (des terres Fédérales et provinciales de la couronne ^a)	publique (patrimoine national)
Niveau de développement de l’industrie gazière	mature	mature	naissante
Agence nationale d’énergie	<i>Department of Energy</i>	Natural Resources Canada	<i>Secretaría de Energía</i>
Objectif central de la régulation	améliorer l’efficacité de l’industrie	améliorer l’efficacité de l’industrie	réduire les incertitudes et créer un environnement plus favorable aux investissements étrangers directs pour étendre la desserte
Commission de régulation au niveau national	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>	Office National de l’Énergie	<i>Comisión Reguladora de Energía</i>
Commission nationale indépendante du gouvernement ?	non	non	non
Commission de régulation au niveau local (États ou Provinces)	<i>Public Utility Commissions et Public Service Commissions</i>	Offices provinciaux de régulation (<i>provincial energy utility boards</i>)	non
Contrôle de l’entrée ^b			
▪ Production	libre	libre	interdite
▪ Transport	libre	libre	libre
▪ Commercialisation	libre	libre	libre
▪ Distribution	libre	libre	libre
▪ Exportations	libre	libre	libre
▪ Importations	libre	libre	libre
Régulation des prix			
▪ En tête des puits	librement négociés	librement négociés	régulés
▪ Transport	régulés	régulés	régulés
▪ Distribution	régulés	régulés	régulés
Surveillance de l’opération des régulés	oui	oui	oui
Solution des controverses	oui	oui	oui
Autorisation des mécanismes concurrentiels			
▪ Accès des tiers aux réseaux	oui	oui	oui
▪ Unbundling	oui	oui	oui
▪ Marché secondaire de capacité	oui	oui	oui

a Près de 90% de ressources gazières du Canada appartiennent aux gouvernements provinciaux (Foss et alii, 1998, pp.A-6).

b Même si l’entrée est libre, elle souvent soumise à certaines régulations.

En revanche, le Mexique présente des différences importantes en matière de propriété des ressources gazières, de maturité³⁶ de l'industrie, d'objectif primordial de la régulation, de centralisation de la régulation³⁷, de fermeture de l'activité amont et de fixation des prix en tête de puits (Tableau 5). C'est notamment l'évolution de ces différences qui va marquer l'articulation du système mexicain de régulation. Au fur et à mesure que l'industrie gazière se développe, l'objectif principal de la régulation quant à l'attraction des capitaux pour élargir le réseau va progressivement changer vers l'entretien du réseau (marché mature). La création des entités régulatrices au niveau régional ou d'État devrait favoriser la décentralisation de la régulation.

CONCLUSION

Nous avons analysé les principaux éléments qui, à notre avis, détermineront l'articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle gazière des États-Unis et du Canada. Nous énonçons ensuite quelques conclusions sur ces éléments.

L'entrée des nouveaux producteurs domestiques permettrait, en premier lieu, l'injection des ressources financières nécessaires pour augmenter la production, compte tenu de la demande grandissante tant au Mexique qu'en Amérique du Nord. Le Mexique pourrait donc devenir un exportateur net de gaz, au lieu d'importer sous les contraintes financières de la PEMEX. Dans le cas d'une ouverture, le partage de la rente deviendrait un élément central dans le succès d'une telle stratégie. La mise en place d'un cadre institutionnel et légal qui permettrait à l'État mexicain de capter le maximum de la rente, tout en attirant les investissements des compagnies pétrolières, constituerait le principal défi du Mexique. En second lieu, l'ouverture en amont permettrait le développement de la concurrence non seulement dans le segment de production, mais aussi sur toute la chaîne gazière grâce notamment à la possibilité de fournir du gaz à des prix compétitifs.

L'approche « artificielle » de la fixation des prix du gaz adoptée actuellement par le gouvernement mexicain permet à la PEMEX de s'approprier une rente qui peut être considérée comme « excessive ». En effet, les perdants sont les consommateurs finals qui paient des prix élevés non basés sur les coûts de production et avec de fortes fluctuations, les compagnies de transport et de distribution locales recevant des revenus fixes. Les consommateurs finals vont payer des prix « justes » lorsque les prix tiennent compte des conditions du marché mexicain. Les expériences internationales ont montré, dans ce sens-là, que des diminutions de prix sont observées lorsque la fourniture de gaz est accomplie par un marché de gros concurrentiel avec accès des tiers aux réseaux de transport. Les prix sont ainsi déterminés par la confrontation sur le marché de l'offre/demande. Au Mexique, l'existence d'un marché de gros concurrentiel va dépendre de l'ouverture amont et ensuite d'une diminution progressive du pouvoir de marché de la PEMEX dans la production domestique, ce qui peut être long. L'essor des *hubs*, de sites de stockage, des marchés spot et à terme faciliterait la fixation des prix basée sur la concurrence gaz-gaz, qui est un point clé dans l'articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle nord-américaine.

³⁶ La maturité du réseau gazier du Mexique demeure un sujet central dans l'harmonisation de la régulation en Amérique du Nord. Les conditions de cette maturité se centrent sur la séparation des activités en amont et en aval. Cette séparation ou *unbundling* est constituée par quatre volets : i) comptable, ii) de management, iii) légal, et iv) de propriété d'actifs.

³⁷ La CRE étant la seule entité de régulation au niveau national.

Les mécanismes concurrentiels dans l’aval transfèrent aux consommateurs finals les bénéfices de la concurrence dans l’exploration et production et des différentiels des coûts des différents bassins gaziers. En Amérique du Nord, ces mécanismes permettent surtout aux consommateurs américains de profiter du gaz bon marché du Canada et des bassins américains éloignés. Au Mexique, le développement de l’accès des tiers aux réseaux de transport, de la contestabilité du segment de transport, du marché secondaire de capacité et de la commercialisation au Mexique faciliterait sa participation au marché concurrentiel du gaz des E.U. et du Canada. La position dominante de la PEMEX dans l’aval limite actuellement tous ces mécanismes. Le système de régulation et le marché même devraient agir pour restreindre ce pouvoir.

Parmi les conditions de base de l’industrie gazière mexicaine, la demande du secteur de génération d’électricité peut spécialement influencer les échanges du gaz entre le Mexique et ses voisins du Nord. En effet, il est prévu que cette activité sera à l’avenir le consommateur gazier le plus dynamique étant donné le choix des turbines au gaz à cycle combiné pour la plupart des additions de capacité.

Enfin, le système de régulation de l’industrie gazière mexicaine doit s’adapter aux conditions tant du marché local que nord-américain afin de faciliter l’articulation gazière du Mexique. D’une part, la dynamique d’apprentissage institutionnel et légal (Figure 5) contribuerait à ce que la régulation, à l’aide des suggestions des régulés, s’adapte aux conditions du marché mexicain. D’autre part, l’harmonisation du cadre régulateur mexicain à ceux de ses voisins du Nord dépendra de l’objectif central de la régulation, qui change au fur et à mesure que l’industrie mûrit, de la décentralisation de l’activité régulatrice, de l’ouverture de l’amont, des approches adoptées pour fixer les prix, ainsi que de la crédibilité des institutions mexicaines de régulation.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- AIE (1998), *Natural Gas Pricing in Competitive Markets*, Agence Internationale de l’Énergie, OCDE, Paris.
- BENZONI L. (1985), *Éléments pour une théorie des prix des ressources épuisables. Contribution à l’analyse du marché du gaz naturel*, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris XIII - Villetaneuse, 1985.
- BRAZIEL R. (1998), «Open Access in Mexico’s Natural Gas Market: Beyond Regulatory Mandates», *3^{ème} Congrès International de Ducs*, Monterrey, Mexique, décembre 1998.
- CFE (2001), *Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 2000*, Commission Fédérale d’Électricité, 2001.
- CHEVALIER J.-M. (1973), *Le nouvel enjeu pétrolier*, Calmann-Lévy, 1973.
- CRE (2001), “Los nuevos retos de la industria del gas natural 2001-2005, Hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México”, Comisión Reguladora de Energía (CRE), www.cre.gob.mx, 2001.
- DAVIDOVICI M. (1997), *Évolution de la réglementation dans l’industrie gazière britannique: approche micro-économique en terme de dynamique d’apprentissage institutionnel*, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris IX - Dauphine, 1997.
- DE LA VEGA-NAVARRO A. (1997), “La transnationalisation de l’industrie pétrolière et le décalage mexicain-”, *Revue de l’Énergie*, n° 484, janvier 1997.

- EIA, (1999), *Natural Gas 1998 Issues and Trends*, Energy Information Administration/ Department of Energy, Washington, juin 1999.
- EIA, (2002), *International Energy Outlook 2002*, Energy Information Administration/ Department of Energy, Washington, 2002.
- ELIZALDE-BALTIERRA A. (2002). *L’articulation du Mexique dans la dynamique concurrentielle du marché nord-américain du gaz naturel*. Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris IX-Dauphine et Ecole du Pétrole et des Moteurs (IFP).
- FOSS M. M., PRATT J., STONE A., CONINE G. et KELLER B. (1998), “North American Energy Integration: The Prospects for Regulatory Coordination and Seamless Transactions of Natural Gas and Electricity”, Energy Institute, Université de Houston, 1998.
- FOSS M. M. (2001), “Letter in response to the CRE’s call for comments on ways in which Mexico’s natural gas market could be improved”, *Energy Institute*, Université de Houston, 2001 (voir www.cre.gob.mx).
- GALLICK E. (1993), *Competition in the Natural Gas Pipeline Industry, an Economic Policy Analysis*, Praeger Publishers.
- GARCIA-HERNANDEZ F., M. FOSS et ELIZALDE-BALTIERRA A. (2001), “The Mexican Electricity Market: Regional Forecasting and Restructuring of the Power Industry”, Actes du Congrès de la 24th IAAE International Conference, International Association for Energy Economics (IAEE), Houston, Texas, avril 2001.
- JOHNSTON (1995), *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Pennwell Books.
- OLAVARRIA L., PEREZ F., CHRISTIAN C. et ANDRADE J. (2001). “The Venezuelan Gaseous Hydrocarbons Opening: Was the Regulatory Framework Properly Designed?” Actes du XVIIIème Congrès Mondial de l’Énergie, Conseil Mondial de l’Énergie, Buenos Aires, Argentine, 21-25 octobre 2001.
- ORTEGA F. (2001), “Maniobras privatizadoras anticonstitucionales”, *Proceso*, hebdomadaire d’information et d’analyse, n° 1314, le 6 janvier 2001, Mexique.
- PERCEBOIS J. (1997), “La dérégulation de l’industrie électrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition”, *Revue de l’Énergie*, n°490, septembre 1997.
- ROEBER J. (1996), “The Development of a UK Natural Gas Spot Market”, *The Energy Journal*, Vol. 17, n° 2, 1996, pp. 1-15.
- SCHERER F. M. et ROSS D., (1990), *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Houghton Mifflin, 1990.
- SE (1997), *Balance Nacional de Energía 1996*, Ministère de l’Énergie (Secretaría de Energía), Mexique, 1997.
- SE (2001a), *Prospectiva del sector eléctrico 2001-2010*, Ministère de l’Énergie (Secretaría de Energía), Mexique, 2001.
- SE (2001b), *Balance Nacional de Energía 2000*, Ministère de l’Énergie (Secretaría de Energía), Mexique, 2001.
- SERRATO-ANGELES G. (2000), *Environnement institutionnel, financement des investissements et choix d’organisation industrielle. Le cas des industries électriques argentine et mexicaine*, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Pierre Mendès France Grenoble II, 2000.