

# **Vision du marché nord-américain du gaz naturel**

**Groupe de travail nord-américain sur l'énergie  
Groupe d'experts sur les échanges et les interconnexions  
de gaz naturel**

**Janvier 2005**



<b>Introduction .....</b>	<b>7</b>
<b>Résumé des principales constatations.....</b>	<b>11</b>
Aperçu.....	12
Développement de l'offre et capacité de livraison .....	13
Évolution de la demande et du marché .....	14
Gazoducs et infrastructure du gaz naturel.....	15
Questions de réglementation : choix des sites et attribution des permis.....	16
Politiques gouvernementales.....	18
Conclusions.....	18
<b>Revue .....</b>	<b>19</b>
Structure du marché .....	20
Structure de l'industrie .....	20
Politiques énergétiques .....	23
Règlement.....	31
Capital ressources .....	38
Canada .....	39
Mexique .....	40
États-Unis .....	42
Approvisionnement.....	44
Canada .....	44
Mexique .....	46
États-Unis .....	47
Demande .....	48
Canada .....	49
Mexique.....	50
États-Unis .....	52
Prix.....	54
Canada .....	56
Mexique .....	57
États-Unis .....	59
Infrastructure.....	60
Pipelines et points d'interconnexion utilisés pour le commerce international.....	64
Capacité de stockage existante.....	67
Commerce .....	70
Balance commerciale Canada/États-Unis .....	70
Balance commerciale Mexique/États-Unis.....	71
États-Unis .....	71
GNL .....	73
Canada et Mexique .....	73
États-Unis .....	73
<b>Perspectives.....</b>	<b>76</b>
Aperçu.....	76
Offre jusqu'en 2012 .....	76
Canada .....	77
Mexique .....	78
États-Unis .....	80
Demande jusqu'en 2012.....	82
Canada .....	83
Mexique .....	85

## Table des matières

États-Unis .....	86
Échanges commerciaux jusqu'en 2012.....	88
Canada .....	89
Mexique .....	90
États-Unis .....	91
Prix jusqu'en 2012.....	92
Canada .....	93
Mexique .....	94
États-Unis .....	94
Après 2012.....	96
Canada .....	96
Mexique .....	98
États-Unis .....	100
Préoccupations .....	100
<b>Acronymes.....</b>	<b>101</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>102</b>
Grands intervenants .....	102
Canada .....	102
Mexique .....	103
États-Unis .....	104
<b>Sources et notes.....</b>	<b>106</b>

### Figures

1. Représentation schématique du cycle du gaz naturel en Amérique du Nord .....	20
2. La structure du marché mexicain du gaz naturel.....	33
3. Les réserves prouvées de gaz naturel au Canada.....	39
4. Le gaz naturel canadien : autres ressources.....	40
5. Les ressources prouvées de gaz naturel au Mexique.....	40
6. Le gaz naturel mexicain : autres ressources .....	42
7. Les réserves prouvées de gaz naturel aux É.-U. ....	43
8. Le gaz naturel américain : autres ressources .....	44
9a. La production et l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord.....	44
9b. La production et l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord .....	44
10. La production canadienne de gaz naturel .....	45
11. La production mexicaine de gaz naturel par région en 2003.....	46
12. La production mexicaine de gaz naturel.....	46
13. La production américaine de gaz naturel.....	47
14. La demande nord-américaine de gaz naturel.....	48
15. La demande nord-américaine de gaz naturel, répartie entre les pays.....	48
16. La demande canadienne de gaz naturel .....	49
17a. La demande canadienne de gaz naturel en 2003, par province.....	49
17 b. Répartition de la demande par secteur, en 2003 .....	49
18. La production canadienne d'électricité par type d'énergie, en 2002.....	50
19. Le gaz naturel consommé pour la production de l'électricité au Canada.....	50
20. La consommation totale de gaz naturel au Mexique par secteur.....	50
21. La consommation résidentielle de gaz naturel aux É.-U., .....	52
22. La consommation commerciale de gaz naturel aux É.-U. ....	52
23. La consommation industrielle de gaz naturel aux É.-U.....	52

24. La consommation américaine de gaz naturel pour la production de l'électricité .....	52
25. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord .....	54
26. Les centres et carrefours commerciaux de l'Amérique du Nord .....	56
27. Les prix du gaz naturel au Canada .....	56
28. Les prix du gaz naturel au Mexique .....	57
29. Le mécanisme des rentrées nettes.....	58
30. Les prix américains du gaz naturel.....	59
31. Les principaux gazoducs canadiens et la capacité d'exportation par pipelines.....	61
32. Principaux gazoducs mexicains.....	62
33. Principaux couloirs pipeliniers et capacité fournie aux points clés.....	65
34. Principaux réseaux pipeliniers au Canada, au Mexique et aux É.-U.....	66
35. Les gazoducs mexicains et leurs points d'interconnexion avec les É.-U.....	67
36. Sites de stockage souterrains aux É.-U.....	69
37. Les exportations canadiennes de gaz naturel vers les É.-U.....	70
38. Le commerce international du gaz naturel mexicain.....	71
39. Les importations américaines de gaz naturel de 1999 à 2003 .....	71
40. Les importations américaines de gaz naturel canadien de 1990 à 2003 .....	72
41. Les exportations américaines de gaz naturel vers le Mexique de 1999 à 2003 .....	73
42. Les importations américaines de GNL par pays d'origine en 2003, en Gp.....	73
43. Les points d'importation et d'exportation de gaz naturel.....	73
44a. Prévision de l'offre de gaz naturel au Canada, scénario Poussée de l'offre .....	77
44b. Prévision de l'offre de gaz naturel au Canada, scénario techno-vert .....	78
45a. Prévision de l'offre de gaz naturel au Mexique, par région .....	79
45b. Offre de gaz naturel par type.....	79
46a. Prévision de l'offre de gaz naturel aux États-Unis, scénario de référence .....	80
46b. Comparaison des scénarios.....	80
47. Croissance projetée de la production de gaz naturel aux États-Unis, par région, dans le scénario de référence, 2000-2012 .....	81
48. Régions productrices de gaz naturel aux États-Unis .....	81
49a. Prévision de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord.....	82
49b. Répartition de la croissance de la demande.....	82
50a. Prévision de la demande de gaz naturel au Canada, par secteur, scénario Poussée de l'offre .....	83
50b. Prévision de la demande de gaz naturel au Canada, par secteur, scénario Techno-Vert .....	83
51. Demande régionale et sectorielle au Canada.....	84
52a. Prévision de la demande de gaz naturel au Canada, par région, scénario Poussée de l'offre .....	85
52b. Prévision de la demande de gaz naturel au Canada, par région, scénario Techno-Vert.....	85
53a. Demande récente et projetée de gaz naturel en Alberta, scénario Poussée de l'offre... ..	85
53b. Scénario Techno-Vert.....	85
54. Consommation projetée de gaz naturel au Mexique .....	85
55. Demande de gaz naturel au Mexique, par secteur .....	85
58. Consommation projetée de gaz naturel aux États-Unis, secteur de l'électricité, dans les trois scénarios, 2002-2012.....	87
59. Divisions de recensement aux États-Unis .....	87
60. Croissance de la consommation de gaz naturel aux États-Unis, consommation incrémentale.....	87
61. Exportations canadiennes de gaz naturel aux États-Unis .....	89
62. Importations canadiennes de gaz naturel liquéfié.....	90
63. Projets de gaz naturel liquéfié Canadiens.....	90

64. Prix Nymex du gaz naturel à Henry Hub .....	93
65. Évolution du rapport entre les prix canadiens et le prix de référence à Henry Hub .....	94
66. Projection des prix moyens du gaz naturel à la tête du puits aux États-Unis, dans les trois scénarios, 2002-2012, en \$US 2003 par millier de pieds cubes .....	95
67. Projection des prix à la consommation, après livraison, aux États-Unis, dans le scénario de référence, 2002-2012, en \$US 2003 le millier de pieds cubes.....	95

### Tableaux

1. Points d'interconnexion pour le transport du gaz naturel sur la frontière américano- mexicaine .....	63
2. Le stockage du gaz naturel au Canada .....	68
3. Les échanges par pipeline avec les É.-U .....	73
4. Blocs de CMS adjugés .....	108

# Introduction

---

Le rapport *Vision du marché nord-américain du gaz naturel* a été produit par le Groupe d'experts sur le gaz naturel à la demande du Groupe de travail nord-américain sur l'énergie (GTNAE). Il procède d'un intérêt commun du Canada, des États-Unis d'Amérique et du Mexique pour mieux collaborer au règlement des questions énergétiques touchant l'Amérique du Nord.

Au début de 2001, le président des États-Unis, Georges W. Bush, le premier ministre du Canada, Jean Chrétien, et le président du Mexique, Vincente Fox, convenaient qu'en tant que voisins, ils devaient envisager les questions énergétiques dans une perspective continentale et accroître la collaboration en cette matière dans l'intérêt commun des trois pays.

Compte tenu de cet intérêt manifesté par les trois chefs d'État, le ministre de l'Énergie de l'époque, Ralph Goodale (Canada), le secrétaire Ernesto Martens (Mexique) et le secrétaire Spencer Abraham (États-Unis) se sont officiellement engagés, le 8 mars 2001, à collaborer davantage dans le dossier du marché nord-américain de l'énergie. Ils ont donc convenu de créer un groupe de travail formé de représentants des trois pays : le Groupe de travail nord-américain sur l'énergie (GTNAE). Les chefs d'État ont annoncé la création du GTNAE à l'occasion du Sommet des Amériques tenu en avril 2001. Ressources naturelles Canada, le Secretara de Energa mexicain et le département américain de l'énergie coprésident le groupe de travail.

Le GTNAE a pour objectifs de favoriser la communication et la collaboration entre les gouvernements et les secteurs énergétiques des trois pays sur les questions d'intérêt commun, et d'améliorer les échanges et les réseaux énergétiques nord-américains. À cette fin, les membres du groupe de travail échangent des opinions et des renseignements sur les facteurs qui touchent l'industrie énergétique nord-américaine, et cernent les questions sur lesquelles ils devront se pencher.

Le GTNAE a constitué six groupes d'experts chargés respectivement des sciences et de la technologie, du gaz naturel, de la situation énergétique, de l'électricité, de l'efficacité énergétique et de la protection des infrastructures essentielles.

Le Canada, le Mexique et les États-Unis ont créé le Groupe d'experts sur les échanges et les interconnexions de gaz naturel en décembre 2001, à l'occasion de la deuxième réunion du GTNAE. Le Mexique en assure la présidence. Il a pour objectif de voir à ce que les trois gouvernements entretiennent un dialogue suivi sur les politiques et les règlements en matière d'énergie, de manière à assurer le maintien d'un réseau nord-américain efficace, fiable et intégré de production et de transport du gaz naturel. À cette fin, ses membres se rencontrent régulièrement pour échanger leurs vues et communiquer de l'information concernant les facteurs qui influent sur le secteur nord-américain du gaz naturel, notamment les politiques et les programmes, l'évolution du marché ainsi que les prévisions de l'offre et de la demande. Le Groupe d'experts cerne les questions qu'il importe de régler pour que le marché fonctionne de façon optimale, notamment en matière de structures de réglementation, d'interconnexions, de recherche-développement technologique, de spécifications techniques et d'encouragements à la production.

Les discussions du Groupe d'experts englobent tous les aspects de la mise en valeur, de la production, du transport, de la distribution et de la consommation du gaz naturel en Amérique du Nord. Le présent rapport a ceci de particulier qu'il expose les points de vue des trois gouvernements, qui travaillent en étroite collaboration, sur le marché du gaz d'aujourd'hui et de demain. En outre, il tient compte de l'opinion de secteur privé. En effet, dans le cadre de la préparation de son rapport, le Groupe d'experts a tenu un atelier en décembre 2003 pour solliciter les points de vue de l'industrie sur l'avenir du marché du gaz nord-américain.



Les auteurs du rapport jettent un regard sur le rôle de plus en plus important du gaz naturel dans les secteurs énergétiques des trois pays de l'Amérique du Nord : le Canada, le Mexique et les États-Unis. Ils analysent l'offre et la demande. Selon les statistiques préparées conjointement par le Canada, le Mexique et les États-Unis et publiées en 2000 dans le rapport intitulé *La situation énergétique en Amérique du Nord*, la production de gaz naturel s'est chiffrée cette année-là à 19,4 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) aux États-Unis, 5,9 Tpi<sup>3</sup> au Canada et 1,7 Tpi<sup>3</sup> au Mexique. On prévoit qu'elle va augmenter considérablement, dans les trois pays, pendant la période qui nous intéresse ici. Ainsi, elle devrait atteindre 2,5 Tpi<sup>3</sup> en 2012 au Mexique, 7 Tpi<sup>3</sup> au Canada et 23-24 Tpi<sup>3</sup> aux États-Unis. Collectivement, les pays de l'Amérique du Nord ont consommé environ 26,8 Tpi<sup>3</sup> de gaz en 2003, soit près du tiers de la consommation mondiale. Les parts du Canada, du Mexique et des États-Unis ont été de 2,9, 1,9 et 22,0 Tpi<sup>3</sup> respectivement.

Le rapport décrit également la restructuration et les changements réglementaires qui, dans les trois pays, ont accompagné l'augmentation de la demande de gaz naturel et eu un impact sur la construction des infrastructures. Le réseau de gazoducs transporte le gaz dans les deux directions entre le Canada et les États-Unis, et entre les États-Unis et le Mexique. Le rapport fait état des progrès des efforts déployés pour établir une industrie du gaz naturel plus respectueuse de l'environnement et néanmoins transparente et rationalisée, dans laquelle l'obtention des permis et la construction des pipelines sont facilitées et les marchés fonctionnent de façon optimale.

Le rapport donne des statistiques sur les échanges commerciaux entre les trois pays. Le commerce du gaz naturel est très bien développé et fonctionne de manière extrêmement efficace en Amérique du Nord. Le Canada exporte près de la moitié de sa production de gaz aux États-Unis. Les États-Unis importent du Canada environ 16 p. 100 du gaz qu'ils consomment, tandis

que le Mexique achète aux États-Unis environ 19 p. 100 de sa consommation. Les auteurs du rapport examinent comment les dispositions de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis (ALE) et de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA), de même que celles de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT) régissent le commerce de l'énergie en Amérique du Nord. L'ALE et l'ALENA ont modifié en profondeur les règles qui régissent le commerce de l'énergie. En intégrant l'énergie à ces ententes, on a voulu s'assurer que les échanges commerciaux dans ce secteur de plus en plus important s'appuieraient sur des principes d'accès aux marchés non discriminatoires, internationalement reconnus, qui étaient déjà appliqués dans la plupart des secteurs de l'activité économique. L'ALENA a donc favorisé l'émergence d'un marché coopératif des biens énergétiques en Amérique du Nord.

Le rapport développe une idée reconnue par les trois gouvernements, à savoir que la croissance de la consommation de gaz naturel est stimulée par trois facteurs déterminants : les politiques de mise en valeur durable de l'énergie, le progrès technologique et les investissements du secteur privé. Les trois pays ont adopté une politique de mise en valeur durable des ressources énergétiques. Dans ce contexte, le gaz naturel, un combustible propre, est reconnu comme un élément clé de la stratégie pour atteindre le développement durable. En outre, le développement de la technologie du cycle combiné, d'une grande efficacité, a eu pour effet d'augmenter considérablement la demande de gaz naturel dans le secteur de la production de l'électricité. Dans les trois pays, on laisse le secteur privé investir dans l'industrie du gaz naturel à divers degrés. Ces investissements ont atténué les problèmes causés par le manque de capitaux et en ont adouci les effets sur la mise en valeur des ressources. Une politique qui limite l'investissement privé pose toujours un grave problème de sous-financement.

Le rapport intitulé *Vision du marché nord-américain du gaz naturel* est le fruit d'un effort concerté des trois pays, qui ont aussi sollicité le point de vue de l'industrie de l'énergie, pour déterminer comment l'Amérique du Nord peut atteindre ses

objectifs en ce qui concerne le gaz naturel. Il passe en revue ce qui a été fait dans chaque pays pour optimiser la mise en valeur du gaz naturel et ce qu'il reste à faire pour répondre à la demande de gaz prévue.

## Résumé des principales constatations

---

## Résumé des principales constatations

---

### APERÇU

Le Canada, le Mexique et les États-Unis reconnaissent qu'ils entretiennent des relations importantes dans le secteur du gaz naturel. Le présent rapport démontre que les trois gouvernements sont résolus à favoriser, par l'entremise du Groupe de travail nord-américain sur l'énergie, l'établissement d'un marché nord-américain du gaz naturel qui est à la fois sécuritaire, concurrentiel, efficace et prospère, et qui les aidera à atteindre leurs objectifs économiques et environnementaux.

D'après les données des trois ministères de l'énergie, la demande de gaz naturel continuera d'augmenter sensiblement en Amérique du Nord. De 72,6 Gpi<sup>3</sup> par jour qu'elle était en 2001 (États-Unis : 82 p. 100 du total; Canada : 11 p. 100, Mexique : 7 p. 100), elle devrait passer à 93,8 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012 (États-Unis : 79 p. 100 du total; Canada : 11 p. 100, Mexique : 10 p. 100). Les trois pays auront donc besoin de 21,2 Gpi<sup>3</sup> supplémentaires par jour d'ici à 2012.

En particulier, il faudra du gaz naturel pour produire de l'électricité supplémentaire dans les trois pays, et pour récupérer le pétrole brut et le bitume des sables pétrolifères au Canada.

Comme les sources de gaz naturel classiques sont passablement exploitées aux États-Unis et au Canada et qu'il manque des capitaux pour mettre en valeur les ressources du Mexique, il sera difficile d'accroître les approvisionnements pour répondre à l'augmentation de la demande nord-américaine. Ces facteurs vont également favoriser la mise en valeur de sources de gaz non classiques, comme le gaz de schiste, le méthane de houille, le gaz de l'Alaska et de l'Arctique canadien ainsi que le gaz importé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) et transporté par méthanier.

Ainsi, l'industrie du gaz naturel doit relever un certain nombre de défis :

- Il faut éliminer les goulots d'étranglement dans l'infrastructure de production, de

transport et de stockage du gaz. Les participants à un atelier organisé par le GTNAE et réunissant les représentants des trois pays ont mis en évidence un certain nombre de problèmes : préoccupations plus vives que jamais des propriétaires au sujet des projets pipeliniers, difficultés à obtenir des permis de construction de pipelines et difficultés à trouver des expéditeurs dignes de confiance pour signer des contrats à long terme et assurer la rentabilité des projets d'expansion, surtout en raison de l'instabilité des marchés du gaz.

- Il importe de supprimer les obstacles imposés par la réglementation et les entraves à la sélection des sites d'implantation, afin de pouvoir construire des installations de GNL, de nouveaux pipelines et des installations de stockage, et mettre en valeur le gaz de l'Arctique. Il nous faut une réglementation plus efficace pour permettre aux marchés de fonctionner librement, de façon à ce que les ressources en gaz naturel puissent être exploitées et les infrastructures construites en temps opportun.
- Il importe de clarifier les politiques gouvernementales en matière d'énergie, d'environnement et d'aménagement du territoire. Une harmonisation des lignes directrices et des stratégies des trois pays serait de nature à augmenter la transparence et à favoriser l'établissement d'un marché coopératif en Amérique du Nord, tout en respectant les compétences de chaque État.
- Certains ont déploré la rigidité de l'interface réglementaire entre les trois pays. Selon les spécialistes, il importe d'assouplir suffisamment les structures de réglementation pour leur permettre de s'adapter à l'évolution des marchés.

Les trois pays conviennent qu'une interaction accrue entre les gouvernements et avec le secteur privé susciterait une meilleure compréhension des politiques énergétiques; l'industrie pourrait ainsi adopter des stratégies

## Résumé des principales constatations

---

plus efficaces pour répondre à la demande et mettre en place une infrastructure suffisante pour atteindre cet objectif au moindre coût.

### DÉVELOPPEMENT DE L'OFFRE ET CAPACITÉ DE LIVRAISON

Si les prix du gaz sont élevés, c'est essentiellement parce que la demande augmente plus rapidement que la production de gaz en Amérique du Nord. Une augmentation de la production de gaz naturel classique semble peu probable. Depuis quelques années, en effet, la production des bassins classiques du Canada et des États-Unis est stagnante ou en baisse, et ce malgré le fait que les forages à la recherche de gaz naturel n'ont jamais été aussi nombreux. Au Mexique, la production de gaz pourrait atteindre des niveaux appréciables, mais elle se heurte à un certain nombre de problèmes, notamment le manque de financement et les obstacles créés par la législation, qui limitent l'investissement privé dans la mise en valeur des ressources.

En Amérique du Nord, l'augmentation des approvisionnements en gaz s'obtiendra par l'importation de GNL, par l'augmentation des activités de mise en valeur au Mexique, par l'exploitation de sources de gaz non classique dans les 48 États contigus des États-Unis et dans l'Ouest du Canada, ainsi que par la production de gaz dans les régions pionnières, en Alaska, dans l'Arctique canadien et au large des côtes canadiennes.

Les importations de GNL en Amérique du Nord vont s'accroître considérablement; elles passeront d'environ 1,1 Gpi<sup>3</sup> par jour à presque 12,5 Gpi<sup>3</sup> par jour d'ici à 2025, selon la récente étude du National Petroleum Council (NPC). Dans son *Annual Energy Outlook 2004*, l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis prévoit que les importations de GNL pourraient se chiffrer en moyenne à 13,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025. Plus de 45 projets d'importation de GNL ont été annoncés en Amérique du Nord. Le choix du site d'un nouveau terminal de GNL n'est pas évident, en raison de l'ampleur des investissements nécessaires et des problèmes

environnementaux qui affligent déjà les premiers projets. Jusqu'à maintenant, quatre projets de construction de terminaux ont été approuvés aux États-Unis (Cameron, Port Pelican, Energy Bridge, Freeport), mais on est loin d'être certain du nombre de ports qui seront finalement construits. Au Mexique, le projet Altamira est également en chantier. En outre, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a donné le feu vert à des projets de stockage de GNL dans l'État de Baja California. Des permis ont été accordés en 2003 à Gas Natural de Baja California (Marathon Oil Company; RES/136/ALM/03), à LNG Terminal of Baja California (Shell; RES/146/ALM/03) et à Energía Costa Azul (Sempra Energy; RES/147/ALM/03). En outre, deux projets de l'Est du Canada – celui de Canaport au Nouveau-Brunswick et celui de Bear Head en Nouvelle-Écosse – ont été approuvés par les organismes de réglementation provinciaux.

Les contrats multiservices offerts par le Mexique ouvrent la voie à de nouvelles stratégies pour obtenir les capitaux nécessaires à l'augmentation de la production de gaz au Mexique. Grâce à ces contrats, la société d'État Petróleos Mexicanos (Pemex) s'attend à accroître la production de gaz naturel de 440 Mpi<sup>3</sup> par jour à compter de 2006, ce qui attirera dans le pays des investissements de 4,4 G\$US et fera réaliser des économies de 800 M\$US à Pemex. Cependant, pour exploiter tout le potentiel gazier du Mexique, il faudra investir beaucoup plus.

En raison des progrès technologiques et de la hausse des prix du gaz naturel, on prévoit que la production de gaz naturel non classique (gaz des sables colmatés, gaz de schiste et méthane de houille) augmentera plus rapidement que la production classique. Cependant, certains observateurs de l'industrie croient que la mise en valeur des sources non classiques pourrait réclamer des mesures incitatives. L'Office national de l'énergie (ONE) prévoit que la production de méthane de houille dans l'Ouest du Canada augmentera à 1,4 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015 et à 2,2 Gpi<sup>3</sup> en 2025; elle se chiffre

## Résumé des principales constatations

---

actuellement à moins de 0,25 Gpi<sup>3</sup> par jour.<sup>1</sup> Aux États-Unis, la production de méthane de houille a atteint 4,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 et devrait, selon les projections, augmenter à 4,7 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2010, à 5,6 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2020 puis à 5,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

Le Mexique ne prévoit pas exploiter des sources de gaz non classiques ni extracôtières. Au Canada, la production de gaz au large de la côte Est passera, prévoit-on, de 0,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2003 à une fourchette d'environ 2 à 2,4 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015.<sup>2</sup> Aux États-Unis, la production de gaz de schiste, qui était de 1,6 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002, augmentera, toujours selon les projections, à 2,8 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015 et à 3,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

Beaucoup de travail préliminaire a été fait sur les gisements de l'Alaska et de l'Arctique canadien. Selon les projections de l'Office national de l'énergie (ONE), le gaz du delta du Mackenzie, au Canada, arrivera sur le marché en 2010<sup>3</sup>, au début à raison de 1,5 Gpi<sup>3</sup> par jour, puis à un rythme qui s'accélénera graduellement pour atteindre 2,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015.

Dans son rapport annuel 2004 sur les perspectives énergétiques (*Annual Energy Outlook 2004*), l'Agence internationale de l'énergie (EIA) présume que le gazoduc du versant nord de l'Alaska commencera à transporter du gaz de l'Alaska dans les 48 États contigus des États-Unis en 2018, d'abord à raison de 2,2 Gpi<sup>3</sup> par jour, puis à un rythme qui s'accélénera graduellement pour atteindre 5,6 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

De plus, les gouvernements reconsidèrent leurs politiques concernant les activités d'exploration et de mise en valeur dans des zones qui se trouvent actuellement au-delà des eaux territoriales, comme certaines parties de l'Arctique et certains secteurs de la plate-forme continentale externe, tant au Canada qu'aux États-Unis, notamment en

raison des préoccupations suscitées par la rareté des approvisionnements en gaz. La révision de ces politiques pourrait se traduire par l'accès à d'autres sources d'approvisionnement en gaz.

### ÉVOLUTION DE LA DEMANDE ET DU MARCHÉ

L'Amérique du Nord consomme<sup>4</sup> environ 73 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel par jour, soit 29 p. 100 de la demande mondiale.<sup>5</sup> On s'attend à une augmentation appréciable de la demande de gaz en Amérique du Nord. Dans son étude de 2003, le National Petroleum Council (NPC) des États-Unis souligne que le gaz naturel est le premier choix parmi les sources d'énergie pour le secteur industriel et le secteur de la production d'électricité, en raison de sa facilité d'utilisation et de sa relative propreté.<sup>6</sup> Comme il existe déjà beaucoup de centrales à gaz naturel et qu'il serait extrêmement difficile, dans la conjoncture actuelle, de construire d'autres centrales à charbon, nucléaires ou autres à court ou à moyen terme, on s'attend que la demande de gaz dans le secteur de la production d'électricité sera très forte même si les prix du gaz sont élevés.

### Canada

Le Canada consomme actuellement 8,7 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel par jour, répartis à peu près également entre le secteur résidentiel/commercial, le secteur industriel et les autres. On prévoit que la demande de gaz naturel au Canada sera de l'ordre de 9,5 à 11 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015, et de l'ordre de 8,8 à 12,7 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.<sup>7</sup> Le secteur industriel (qui comprend l'exploitation des sables pétrolifères) et le secteur de la production de l'électricité seront responsables de la majeure partie de la croissance de la demande de gaz naturel.

---

<sup>4</sup> En 2003.

<sup>5</sup> *BP Statistical Review of World Energy*, 2001

<sup>6</sup> *Balancing Natural Gas Supply*, National Petroleum Council, septembre 2003.

<sup>7</sup> *L'avenir énergétique du Canada*, juin 2003.

---

<sup>1</sup> *L'avenir énergétique du Canada*, juin 2003

<sup>2</sup> Ibidem

<sup>3</sup> Ibidem

## Résumé des principales constatations

---

L'ONE prévoit que la consommation de gaz naturel pour les besoins de la mise en valeur des sables pétrolifères, qui était de 0,6 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2003, sera de l'ordre de 1,4 à 1,8 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2015. Durant la même période, l'augmentation nette de la demande sera, prévoit-on, de l'ordre de 0,8 à 1,2 Gpi<sup>3</sup> par jour. L'industrie canadienne des sables pétrolifères consomme actuellement 1 000 pi<sup>3</sup> pour chaque baril de pétrole extrait des sables bitumineux au moyen des méthodes de récupération thermique *in situ*, 0,25 kpi<sup>3</sup>/baril pour l'extraction minière des sables pétrolifères, et 0,5 kpi<sup>3</sup>/baril pour la valorisation des sables pétrolifères en pétrole brut synthétique.<sup>8</sup> Cependant, les exploitants des usines de sables pétrolifères sont sensibles au coût des facteurs de production et particulièrement préoccupés par les prix du gaz naturel. Devant la hausse et l'instabilité des prix du gaz, les producteurs sont à la recherche de solutions de rechange pour réduire leur dépendance à l'égard du gaz naturel, qui est actuellement leur principale source d'énergie. Un certain nombre de solutions de rechange ont été proposées. La gazéification du bitume sera probablement la première à être implantée à l'échelle commerciale.<sup>9</sup>

Au Canada, les centrales à gaz naturel consomment actuellement 0,6 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel par jour. Selon les prévisions, elles en consommeront entre 1,5 et 2,2 Gpi<sup>3</sup> en 2015 et entre 2 et 2,9 Gpi<sup>3</sup> en 2025.<sup>10</sup>

### Mexique

Le Mexique importe actuellement plus de gaz naturel qu'il n'en exporte. Il achète principalement aux États-Unis, à raison d'un milliard de pieds cubes par jour. On croit qu'il augmentera ses importations des États-Unis dans un avenir prévisible. La consommation de gaz équivaut à 5 p. 100 de la demande nord-américaine totale. Au cours des dix prochaines années, le secteur mexicain de

l'électricité aura besoin de 25 757 MW de capacité additionnelle; de ce total, environ 21 658 MW exigeraient près de 4 Gpi<sup>3</sup> par jour de gaz naturel pour la production d'électricité en 2012. Étant donné que toutes les nouvelles centrales ne seront pas alimentées en gaz naturel, la demande de gaz supplémentaire sera plutôt de l'ordre de 3 Gpi<sup>3</sup> par jour. On prévoit que ce gaz proviendra de différentes sources : sources domestiques exploitées par Pemex, importations de gaz des États-Unis livré par pipeline et importations de GNL.

### États-Unis

Dans son *Annual Energy Outlook 2004*, l'Energy Information Administration des États-Unis prévoit une augmentation de la consommation annuelle de gaz naturel. Dans son scénario de référence, la consommation progresse de 1,4 p. 100 par année entre 2002 et 2025; la consommation totale de gaz se situera en moyenne à 24,15 Tpi<sup>3</sup> en 2010 et entre 29,1 et 34,2 Tpi<sup>3</sup> en 2025. Certains observateurs de l'industrie, présents à la table ronde 2003 du GTNAE sur le secteur privé du gaz, ont prévu que la demande de gaz dans le secteur de l'électricité aux États-Unis augmenterait à 7 Gpi<sup>3</sup> au cours des dix prochaines années. Ils ont ajouté que la demande industrielle pourrait diminuer de 3,4 Gpi<sup>3</sup> par jour, ce qui donnerait une augmentation nette de la demande de 3,6 Gpi<sup>3</sup> par jour. Les appareils électriques sont considérés comme les principaux moteurs de la demande d'électricité. La consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel connaît également une croissance rapide.

### **GAZODUCS ET INFRASTRUCTURE DU GAZ NATUREL**

On prévoit que la demande de gaz naturel augmentera dans les trois pays. Même si l'infrastructure matérielle est jugée adéquate pour les marchés actuels, il faudra y investir massivement pour répondre à la demande intérieure et à la demande à l'exportation.

---

<sup>8</sup> *Les sables bitumineux du Canada : perspectives et défis jusqu'en 2015*, Office national de l'énergie, mai 2004

<sup>9</sup> Ibidem

<sup>10</sup> Ibidem

## **Résumé des principales constatations**

---

Selon les prévisions, les expéditions de GNL en Amérique du Nord exigeront la construction d'une infrastructure considérable : installations de cale sèche, installations de stockage et de regazéification du GNL et gazoducs associés. Aux États-Unis, les terminaux de GNL sont actuellement au nombre de quatre; dans trois cas, on agrandit actuellement les installations ou on songe à le faire. Le Canada compte huit projets de terminaux sur les côtes est et ouest et le Mexique, cinq (dont celui d'Altamira). Ces terminaux exigeront l'accès aux gazoducs en place ou la construction des pipelines nécessaires pour amener le GNL regazéifié jusqu'au réseau actuel. Or, la construction de ces gazoducs augmente le coût et le risque des investissements.

### **Canada**

Faute d'augmentation de la production, la capacité du réseau pipelinier est excédentaire le long de plusieurs corridors partant de l'ouest du Canada. Cependant, il faudra accroître la capacité à d'autres endroits. Par exemple, l'augmentation prévue de la production de gaz naturel au large de la côte Est exigera la construction de nouveaux gazoducs pour acheminer le gaz vers les marchés. Si les projets de GNL de l'Est du Canada se concrétisent, il faudra également construire de nouveaux gazoducs pour livrer aux marchés le produit regazéifié. Il faudra construire de toutes nouvelles installations pour transporter le gaz du delta du Mackenzie jusqu'au réseau pipelinier actuel, qui commence dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

### **Mexique**

Même si les investisseurs privés sont admis dans le secteur du transport du gaz naturel, Pemex demeure le principal propriétaire et exploitant des réseaux de gazoducs (84 p. 100 des gazoducs à libre accès en service au Mexique). Le Mexique a besoin de la participation du secteur privé pour atteindre ses objectifs en matière d'expansion du réseau pipelinier.

### **États-Unis**

De plus en plus de gens s'opposent à l'idée de faire passer un pipeline dans un État sans le desservir. Par ailleurs, les retards dans la délivrance des certificats depuis l'ordonnance 636 de la FERC soulèvent des préoccupations, en particulier la délivrance des autorisations fédérales qui ont été déléguées à des organismes d'État.<sup>11</sup> En outre, il faudra améliorer les infrastructures en aval des terminaux de GNL, ce qui occasionnera probablement des problèmes avec les propriétaires et des questions de répartition des coûts.

### **QUESTIONS DE RÉGLEMENTATION : CHOIX DES SITES ET ATTRIBUTION DES PERMIS**

Lors de la table ronde du GTNAE sur le secteur privé du gaz, l'industrie a mentionné que la certitude et la compatibilité des régimes de réglementation étaient les principales conditions préalables à la mise en place d'un climat d'investissement attrayant pour les projets caractérisés par de longs délais de démarrage et des coûts en capital élevés.

### **Canada**

Jusqu'à récemment, la sélection des sites et l'attribution des permis d'infrastructure de gaz naturel n'avaient jamais soulevé beaucoup d'opposition au Canada. Toutefois, les nombreux projets qui ont vu le jour ces dernières années pour la construction de terminaux de GNL et la mise en valeur du méthane de houille suscitent des préoccupations.

Devant les inquiétudes causées par l'exploitation du méthane de houille, les gouvernements ont lancé des campagnes de sensibilisation et d'éducation du public. Par exemple, le gouvernement de l'Alberta a formé un comité consultatif multipartite (CCM) du méthane de houille, qui réunit des

---

<sup>11</sup> Cette préoccupation concerne uniquement le transport inter-États.



## Résumé des principales constatations

---

représentants des organisations environnementales, des propriétaires, des groupes agricoles, des administrations locales, de l'industrie de l'énergie et de plusieurs ministères provinciaux. Ce comité a pour mandat d'examiner la législation et la réglementation actuelles de l'Alberta qui concernent les propriétaires pouvant être affectés par la mise en valeur du méthane de houille. Cette initiative est considérée comme une mesure parmi d'autres pour atténuer les problèmes causés par la sélection des sites et l'attribution des permis au Canada.

Les projets de terminaux d'importation de GNL soulèvent localement des préoccupations au Canada, comme c'est le cas aux États-Unis et au Mexique. Au Québec, des administrations locales se sont dites préoccupées par la sécurité et par la perte de valeur des propriétés. Les promoteurs s'emploient, en collaboration avec les intervenants, à familiariser les gens avec leurs projets et à cerner les questions sur lesquelles il faudra se pencher au cours des phases ultérieures des projets.

### Mexique

La sélection des sites et l'attribution des permis de terminaux de GNL posent également des problèmes au Mexique. Les autorités locales ont un rôle important à jouer dans le processus et le syndrome du « Pas dans ma cour » s'amplifie parfois au point d'entraîner l'annulation d'un projet. De plus, les difficultés à obtenir des permis d'utilisation des sols et l'attribution des permis environnementaux posent des problèmes sur lesquels il faut se pencher.

### États-Unis

Aux États-Unis, d'aucuns sont d'avis que plusieurs règlements entravent la mise en valeur des ressources en gaz : la National Environmental Policy Act (NEPA), les lois et règlements des États, ainsi que les prescriptions en matière de sûreté/sécurité, d'environnement et d'aménagement du territoire, pour ne mentionner que celles-là. Le

rapport du NPC formule l'observation suivante : s'il est vrai que la politique gouvernementale encourage l'utilisation du gaz naturel (en donnant la préférence à un combustible propre, en particulier dans le secteur de la production de l'électricité), elle passe sous silence la nécessité d'accroître les approvisionnements en gaz. En outre, aux États-Unis, les États et les autorités locales peuvent faire obstacle à l'attribution d'un permis de construction de pipeline, et ce problème est encore plus aigu dans le cas des installations de GNL. Le projet de loi américain sur l'énergie (« Energy Bill ») contient des dispositions qui atténuent ce problème. Des experts soulignent que les structures de réglementation doivent être suffisamment flexibles pour s'adapter à l'évolution des marchés. La décision Hackberry de la FERC concernant les terminaux de GNL (décision qui a modifié la réglementation des services de transport à libre accès et permis aux exploitants de fixer les prix en fonction du marché plutôt que d'imposer des tarifs réglementés) est un exemple révélateur de cette souplesse réglementaire.<sup>12</sup>

Afin de limiter les dépenses de temps et d'argent occasionnées par les processus d'approbation réglementaire, l'industrie a demandé qu'un mécanisme soit mis sur pied pour lui permettre de satisfaire simultanément, dans un seul et même processus, aux exigences parfois divergentes des organismes et des ministères et de disposer autant que possible d'un guichet unique. Une meilleure coordination entre les différents paliers de gouvernement s'impose, tout comme une intensification des campagnes de sensibilisation du public au GNL et à ses avantages, si les gouvernements veulent espérer compter sur l'appui de la population concernée.

---

<sup>12</sup> La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a décidé à Hackberry de considérer essentiellement les terminaux de GNL comme des installations de production. En conséquence, à part le choix du site d'implantation des terminaux aux termes de l'article 3 de la Natural Gas Act, la FERC ne réglemente les tarifs et les services qu'à la sortie du terminal.

## Résumé des principales constatations

---

### POLITIQUES GOUVERNEMENTALES

Les lois, les traités, les règlements et les politiques des gouvernements peuvent avoir des effets synergiques ou des effets contraires lorsqu'il s'agit de mettre en place un marché nord-américain du gaz naturel qui soit entièrement concurrentiel. Les gouvernements pourraient envisager les options suivantes :

- Les lois et règlements en matière d'environnement peuvent privilégier l'utilisation du gaz, au lieu du charbon ou du mazout, dans des applications industrielles et commerciales. Des stimulants fiscaux peuvent promouvoir l'investissement dans le secteur du gaz naturel.
- La levée des restrictions sur l'investissement étranger peut favoriser la mise en valeur des ressources en gaz naturel et le développement de l'infrastructure du gaz naturel.
- Les politiques en matière d'attribution de permis et de licences sont des facteurs importants; elles déterminent les difficultés de l'entreprise et le temps qu'il faut pour choisir les sites d'implantation et assurer la construction des infrastructures servant au commerce du gaz naturel entre les trois pays.

- Les politiques gouvernementales qui influent sur l'efficacité énergétique de même que sur la recherche et la mise en valeur des ressources énergétiques peuvent également contribuer à déterminer le volume de gaz naturel qui pourra être exporté aux autres pays de l'Amérique du Nord.

### CONCLUSIONS

La capacité de l'Amérique du Nord d'établir un marché du gaz concurrentiel et efficace, où les prix sont raisonnables et les perspectives de croissance considérables, semble reposer sur la question de l'approvisionnement en gaz naturel. Une grande incertitude entoure les diverses sources indigènes d'approvisionnement en gaz et les importations de GNL; on ne sait pas à quel moment ni dans quelle mesure elles seront disponibles. En outre, des problèmes se posent dans les efforts déployés pour mettre en place l'infrastructure nécessaire pour répondre à temps à l'accroissement de la demande.

Les gouvernements du Canada, du Mexique et des États-Unis devraient se concerter et collaborer avec les intervenants pour trouver des moyens de doter le continent de sources d'approvisionnement abondantes en gaz naturel et d'une infrastructure complète.



## STRUCTURE DU MARCHÉ

### Structure de l'industrie

Au Canada, au Mexique et aux États-Unis, l'industrie du gaz naturel peut être divisée en trois secteurs : le secteur amont, le secteur intermédiaire et le secteur aval. Ensemble, ces trois composantes représentent tout le spectre des activités de l'industrie : exploration, extraction, production, transport, stockage, distribution, commercialisation et consommation. Le secteur amont englobe la recherche, la découverte et la production du gaz naturel, le secteur intermédiaire correspond au traitement du gaz, et le secteur aval regroupe le transport et l'utilisation des produits marchands dérivés du gaz naturel.

Même si l'importance relative de chacun de ces secteurs varie d'un pays à l'autre, les trois États ont, collectivement, développé des méthodes efficaces, et en grande partie harmonieuses, pour fournir du gaz naturel aux secteurs résidentiel, commercial et industriel

et à l'industrie de la production de l'électricité, de même que pour reconnaître la demande et assurer l'importation et l'exportation de gaz naturel. La figure 1 illustre schématiquement le cycle normal du gaz naturel, de la tête de puits jusqu'au bec du brûleur.

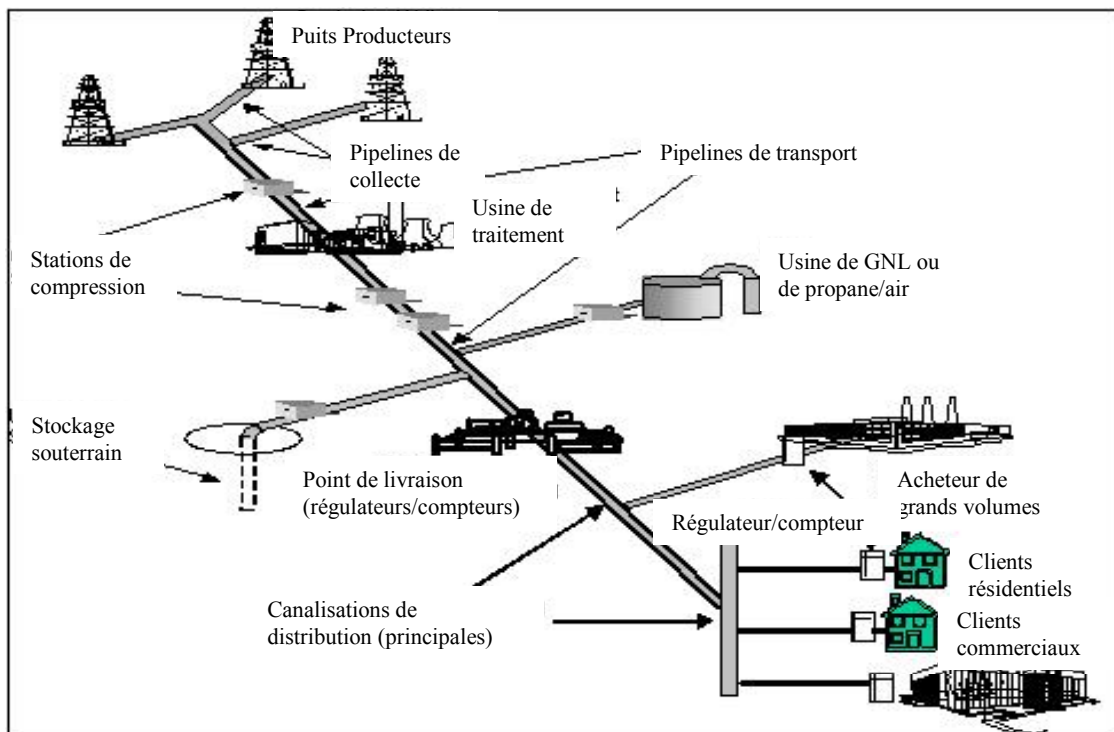
### Canada

#### Secteur amont

Au Canada, le secteur amont commence par le forage de puits d'exploration et de mise en valeur et la construction des pipelines de collecte qui achemineront le gaz au secteur intermédiaire. Le secteur amont regroupe des centaines d'entreprises de toutes tailles, allant de petites compagnies comptant à peine quelques employés jusqu'à des multinationales dont les effectifs se comptent par milliers.

Le secteur intermédiaire est constitué principalement des grandes installations de traitement et des pipelines qui les raccordent aux gisements. À cause du coût élevé de

Figure 1. Représentation schématique du cycle du gaz naturel en Amérique du Nord



Source : Département américain de l'Énergie, Office of Fossil Energy

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

---

construction des infrastructures de traitement, le nombre de joueurs est plus faible dans le secteur intermédiaire que dans le secteur amont.

La majeure partie du gaz naturel extrait au Canada exige une certaine forme de traitement. Le traitement a notamment pour but d'éliminer les matières contaminantes comme l'humidité, les sulfures d'hydrogène et le dioxyde de carbone, qui ont toutes un effet corrosif sur les pipelines.

Le gaz naturel contenant des sulfures d'hydrogène est qualifié d'« acide ». Environ le tiers du gaz brut produit dans l'Ouest canadien est acide et doit subir des traitements spéciaux en usine. Les installations de traitement convertissent la majeure partie des sulfures d'hydrogène en soufre. Or, comme le Canada est un grand producteur de gaz naturel et qu'une bonne partie de sa production est acide, il se classe au premier rang des exportateurs de soufre.

En plus des matières contaminantes, les usines de traitement du gaz extraient d'autres substances qui ont une valeur commerciale. Les réservoirs de gaz naturel contiennent généralement d'autres hydrocarbures, comme l'éthane, le propane, le butane et des condensats plus lourds (qu'on appelle les « liquides de gaz naturel »). Ceux-ci sont récupérés dans les usines de traitement et vendus à des consommateurs qui s'en servent pour fabriquer un énorme éventail de produits tels que plastiques, solvants et adhésifs.

Le traitement du gaz naturel s'effectue en majeure partie à proximité des gisements. Cependant, dans l'Ouest canadien, le secteur intermédiaire compte également des installations de traitement dites « de chevauchement », qui sont construites à cheval sur des gazoducs de grand diamètre. On y extrait des liquides de gaz naturel – essentiellement de l'éthane, du propane et du butane –, avant de réinjecter le gaz dans le pipeline. La plus grande usine de chevauchement au monde est située sur la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, à

Empress (Alberta), le principal point d'exportation du gaz naturel albertain.

### *Transport et secteur aval*

Les pipelines de faible diamètre servant à la production et au traitement du gaz naturel font partie des secteurs amont et intermédiaire, mais les canalisations à grande distance et les gazoducs de distribution qui acheminent le gaz directement aux consommateurs forment un secteur industriel à part.

C'est ce qu'on appelle le secteur aval. Au Canada, près de 80 000 km de canalisations transportent le gaz naturel entre les usines de traitement et les régions consommatrices ou les points d'exportation. À leur extrémité, des entreprises de distribution locales livrent le gaz naturel aux clients résidentiels, commerciaux et industriels.

## Mexique

### *Secteur amont*

Au Mexique, le secteur amont englobe les activités d'exploration, de mise en valeur et de production ainsi que tous les champs de gaz et tous les pipelines de collecte. La recherche et l'exploitation du gaz naturel sont l'apanage de Pemex Exploración y Producción (PEP), la plus importante filiale de Pemex. Cependant, les activités liées à la recherche et à la production du gaz naturel au Mexique sont exécutées soit par (1) PEP elle-même, soit par (2) des entreprises privées qui exécutent les travaux aux termes de contrats conclus avec PEP, sous le contrôle et la supervision de PEP, et qui sont assujetties aux lois et aux règlements du pays en matière d'approvisionnement et aux traités internationaux.

Pemex cherche à accroître la production de gaz naturel en signant de nouveaux contrats (dits « multiservices ») avec des entreprises privées dans le bassin de Burgos.

### *Secteur intermédiaire*

Le secteur intermédiaire comprend le traitement du gaz naturel dans les installations de Pemex Gas y Petroquímica Básica (BGPB). Au sortir du sol, le gaz naturel renferme des impuretés telles que de l'eau, des sulfures d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), du dioxyde de carbone et de l'azote, qu'il faut éliminer avant de le transporter et de le commercialiser.

Environ 70 p. 100 du gaz brut doit être traité, parce qu'il s'agit de gaz naturel associé, avant d'entrer dans les pipelines. Le traitement a lieu dans dix installations principales exploitées par PGPB. Actuellement, la capacité de traitement du gaz naturel est concentrée dans le sud du Mexique.

### *Transport et secteur aval*

Au Mexique, la plupart des canalisations de transport du gaz sont la propriété de Pemex, qui en assure également le contrôle. Le réseau pipelinier se compose de 8 704 km de canalisations principales entièrement interconnectées. Il existe également des réseaux isolés dans la partie nord-ouest du Mexique. Les réseaux de distribution sont en majeure partie interconnectés avec le réseau pipelinier de PGPB. En outre, certains pipelines sont exploités par le secteur privé pour usage privé ou dans le cadre d'un service de transport à libre accès.

Au Mexique, le gaz naturel est transporté et distribué au moyen de canalisations en acier de divers diamètres. Des stations de compression fournissent l'énergie nécessaire pour mouvoir le gaz naturel d'un bout à l'autre du pays. En raison du manque d'installations de stockage au Mexique, les stations de compression constituent un élément fondamental de l'infrastructure de transport; elles permettent d'utiliser les pipelines mexicains à la fois comme réservoirs et comme modes de transport et de faire en sorte que le gaz puisse être acheminé là où se trouve la demande.

Le Mexique compte 21 entreprises de distribution locales. Elles fournissent des services à des clients résidentiels et industriels.

Tout le gaz à injecter dans un pipeline mexicain (pour transport et distribution) est assujéti à une norme de qualité publiée par la Comisión Reguladora de Energía (CRE), qui est au Mexique l'organisme de réglementation de l'énergie.

### États-Unis

#### *Secteur amont*

Aux États-Unis, le secteur amont englobe les activités d'exploration, de mise en valeur, de production et de collecte. L'exploration consiste à trouver des gisements de gaz naturel et de pétrole, ce qui est généralement le travail des géologues et des géophysiciens. Les gisements sont délimités au moyen de levés sismiques. Mais pour réellement découvrir un gisement, il faut procéder à des forages dits d'exploration. Une fois le gisement découvert, on procède à des forages « de développement », et on met en place l'équipement de production; c'est le travail des géoscientifiques et des ingénieurs. Ensuite, on construit des pipelines de collecte pour acheminer le gaz brut aux installations de traitement.

#### *Secteur intermédiaire*

Le gaz naturel que consomment les ménages ou le secteur industriel est presque entièrement constitué de méthane. Dans le sous-sol, cependant, il renferme une foule de composés et de gaz, comme du pétrole et de l'eau, qu'il faut enlever. Aux États-Unis, le gaz naturel doit respecter certains critères de pureté et de pouvoir calorifique avant d'être mis en pipeline. La réglementation de la sécurité est appliquée par le Département américain du transport. Le gaz naturel est traité en majeure partie à proximité des puits de production.

Le gaz naturel monte à la surface par deux types de puits : des puits de pétrole et des puits de gaz et de condensats. Le gaz naturel des

puits de pétrole est généralement appelé « gaz associé ». Dans la formation géologique, il peut être séparé du pétrole ou, au contraire, y être dissous. Le gaz naturel remontant des puits de gaz et de condensats, qui rendent très peu de pétrole brut, a pour nom « gaz non associé ». En général, les puits de gaz et de condensats produisent surtout du gaz naturel, mais aussi un peu de liquides de gaz naturel, notamment l'éthane, le butane et le propane. Peu importe sa source, une fois dissocié du pétrole brut (le cas échéant), le gaz naturel est communément mélangé à d'autres hydrocarbures, principalement l'éthane, le propane, le butane et les pentanes. En outre, le gaz brut contient de la vapeur d'eau, des sulfures d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), du dioxyde de carbone, de l'hélium, de l'azote et d'autres composés. Le traitement du gaz naturel consiste à séparer le méthane des divers hydrocarbures et fluides, afin de produire ce qu'on appelle du gaz sec de « qualité pipeline ». La plupart du temps, la composition du gaz naturel qui entre dans un pipeline est assujettie à certaines restrictions, d'où la nécessité de traiter le gaz avant de le transporter.

### *Transport et secteur aval*

L'ordonnance 636, publiée par la FERC américaine le 9 avril 1992 (et suivie de nouvelles audiences dont les résultats ont été publiés le 3 août et le 27 novembre 1993), a entraîné des changements considérables dans le secteur aval de l'industrie du gaz. En effet, elle a rompu le lien entre la tête du puits et le consommateur final et obligé les pipeliniers à dégroupier leurs services, c'est-à-dire à dissocier la vente du gaz du transport du gaz. En plus de ce dégroupage, elle a amené une restructuration majeure de l'industrie des gazoducs inter-États, qui s'est traduite notamment par une diversification des activités vers d'autres secteurs énergétiques et par le regroupement d'entreprises en grands réseaux pipeliniers.

À la fin de 2002, les 85 compagnies qui composent le réseau des gazoducs inter-États exploitaient environ 212 000 milles de

canalisations qui représentaient une capacité de livraison supérieure à 133 Gpi<sup>3</sup> par jour. Par rapport à 2001, ces chiffres traduisent une augmentation de 2 p. 100 de la longueur du réseau et une augmentation de 11 p. 100 de la capacité de transport inter-États.

Aux États-Unis, les entreprises de distribution locales transportent généralement le gaz naturel sur des distances de plusieurs milliers de milles, à partir de points de livraison situés le long de pipelines inter-États et intra-États, au moyen d'un réseau de canalisations à faible diamètre. Les points de livraison aux entreprises de distribution, souvent situés dans de grandes régions municipales, sont des centres importants de fixation des prix du gaz naturel. Ou bien des entreprises de distribution locales se portent acquéreur du gaz naturel et le livrent à chacun de leurs clients au moyen d'un vaste réseau de canalisations à faible diamètre, ou bien, comme c'est le cas actuellement dans de nombreux États, elles sont autorisées à transporter du gaz pour leurs clients sans prise en charge.

### **Politiques énergétiques**

Les politiques énergétiques nord-américaines essaient de concilier la prise en compte des indicateurs de marché et les besoins énergétiques à long terme dans une perspective de développement durable. En matière de gaz naturel, le Canada, le Mexique et les États-Unis arriment leurs politiques sur l'ensemble de leurs priorités énergétiques. Chaque pays privilégie certains aspects de sa politique énergétique, mais tous conviennent des principes généraux à appliquer pour se doter d'un approvisionnement énergétique fiable aujourd'hui et demain. Dans l'ensemble, les politiques énergétiques nord-américaines cherchent à combler les besoins de l'offre et de la demande à court terme, en tenant compte des conséquences économiques, environnementales et sociales à long terme de leurs décisions. Chaque pays reconnaît l'interdépendance des marchés énergétiques nord-américains et s'emploie à promouvoir une plus grande collaboration entre les trois

pays. Leurs politiques tiennent compte de la tendance mondiale au développement de nouvelles technologies afin d'accroître l'efficacité énergétique et de réduire les impacts environnementaux. Ils reconnaissent que le gaz naturel joue un rôle important dans leurs efforts pour développer de nouveaux marchés énergétiques, attirer les investisseurs, diversifier les sources d'énergie et respecter les normes environnementales.

### Canada

Au Canada, la politique du gaz naturel s'inscrit dans le cadre général de la politique énergétique canadienne qui, depuis 1993, est dictée par les principes du développement durable. Le développement durable se définit comme un développement qui répond aux besoins des générations actuelles sans compromettre les chances des générations futures de combler les leurs. Dans le secteur des ressources naturelles, il exige la prise en compte des facteurs sociaux, environnementaux et économiques dans les décisions en matière de développement.

Dans le cas de l'énergie, le développement durable consiste plus particulièrement à s'assurer que les générations futures pourront se prévaloir des services assurés par l'énergie. La politique énergétique canadienne ne se limite plus à de simples questions de production et d'approvisionnement.

Un des postulats de la stratégie du Canada en matière de développement durable est le suivant : la croissance économique est garante, plus que toute autre condition, de la protection de l'environnement, et la protection de l'environnement, conciliée avec d'autres objectifs humains, est une condition nécessaire à une croissance durable.

Le Ministère a élaboré un cadre de politique énergétique durable qui fait État de trois grands objectifs :

1. *Mettre sur pied un secteur énergétique concurrentiel et innovateur* – en instaurant un cadre qui favorise la mise en valeur à

long terme des ressources énergétiques canadiennes, qui encourage l'utilisation judicieuse de ces ressources et qui maximise les possibilités de développement économique dans le secteur énergétique pour les Canadiens, dans le droit fil des objectifs du gouvernement en matière de création d'emplois et de croissance;

2. *Favoriser la bonne gestion de l'environnement* – en cherchant à atténuer les répercussions environnementales de la mise en valeur, du transport et de la consommation de l'énergie et en intégrant les objectifs environnementaux à toutes les politiques et à tous les programmes;
3. *Assurer la sécurité d'approvisionnement* – en assurant aux générations actuelles et futures de Canadiens des quantités suffisantes d'énergie à prix concurrentiel et en prenant des mesures pour assurer une utilisation efficace des ressources existantes et fournir des services énergétiques fiables aux Canadiens.

La réalisation de ces objectifs implique l'existence d'une économie de marché où les prix et les investissements sont dictés par les conditions d'un marché libre et concurrentiel. En outre, la sécurité d'approvisionnement à long terme est assurée par un secteur énergétique solide ayant librement accès aux marchés des produits et aux marchés financiers.

Par exemple, le prix marchand du gaz naturel est déterminé par les forces du marché et le jeu de l'offre et de la demande. Les entreprises privées et les entreprises étrangères peuvent investir dans le secteur du gaz naturel.

Le Canada intervient toutefois dans les cas où les objectifs de sa politique sont mal servis par les forces du marché. L'organisme fédéral responsable des questions énergétiques, Ressources naturelles Canada (RNCan), par exemple, enseigne aux Canadiens à utiliser l'énergie plus efficacement et poursuit des



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

recherches sur de nouvelles technologies énergétiques.

Le Canada a pris un engagement important en matière de changement climatique à Kyoto en 1997 : réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 6 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2008-2012. Le gouvernement du Canada a publié, le 21 novembre 2002, le Plan du Canada sur le changement climatique, qui expose une démarche en trois étapes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Il propose des mesures dans cinq grands domaines : transport, bâtiments résidentiels/commerciaux/institutionnels, grands émetteurs industriels, petites et moyennes entreprises et marché international. Quelques-uns des outils préconisés, comme un régime de réduction d'émissions à l'intention des grands émetteurs, et des campagnes d'information du consommateur, pourraient favoriser la substitution du gaz naturel à des combustibles à plus haute teneur en carbone.

### *Ententes commerciales*

L'industrie canadienne du gaz naturel est assujettie aux engagements internationaux du Canada. L'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA), et l'Accord de libre-échange (ALE) qui l'a précédé, fixent les règles du commerce canado-américain du gaz naturel. En vertu de ces ententes, les échanges de gaz entre le Canada et les États-Unis sont libres et exempts de taxes et de droits d'importation ou d'exportation. Cependant, les exportateurs et les importateurs de gaz naturel doivent obtenir de l'ONE une ordonnance autorisant l'exportation ou l'importation, à court terme ou une licence à long terme, selon la durée des échanges.

### Mexique

Au Mexique, le secteur de l'énergie joue un rôle clé dans la stratégie économique du gouvernement fédéral pour stimuler la croissance économique et améliorer le niveau de vie de la population.

La politique énergétique mexicaine, qui repose sur le développement durable, s'articule autour de trois grands axes :

1. *Développement économique* : développer le secteur de l'énergie pour augmenter sa contribution à la croissance économique du pays, à la compétitivité internationale et à la création d'emplois.
2. *Engagement à l'égard de l'environnement* : voir à ce que la mise en valeur de l'énergie se fasse dans le respect de l'environnement et de façon à accroître l'efficacité des ressources naturelles.
3. *Engagement social* : assurer aux générations actuelles et futures l'accès à de l'énergie à prix concurrentiel et accentuer le développement socio-économique dans les régions éloignées.

Le programme 2001-2006 du secteur de l'énergie incarne les principales politiques et les principes directeurs qui gouvernent le portefeuille énergétique du président Fox, ainsi que les objectifs stratégiques et les cibles mesurables fixés pour ce secteur dynamique.

Les trois principes directeurs de la politique énergétique du Mexique sont les suivants :

- Approvisionnement énergétique garanti. Le développement économique exige un apport constant d'énergie selon des normes rigoureuses et à des prix compétitifs.
- Énergie propre et concurrentielle. Améliorer la compétitivité de l'industrie nationale en veillant à ce qu'elle dispose en temps opportun d'un approvisionnement suffisant et compétitif en sources d'énergie caractérisées par un bon rapport coût-efficacité, comme le gaz naturel; contribuer à l'amélioration de l'environnement en offrant aux consommateurs un combustible plus propre.
- Engagement social. L'énergie est non seulement un des principaux moteurs de la

croissance économique, mais aussi un facteur d'amélioration du niveau de vie.

- Modernisation du secteur de l'énergie. Le pays doit intégrer à son infrastructure les plus récentes technologies afin d'être en mesure de soutenir la concurrence sur les marchés mondiaux de l'énergie.
- Participation accrue du secteur privé. Le gouvernement fédéral est déterminé à assurer la durabilité à long terme du secteur de l'énergie. C'est pourquoi il encourage le secteur privé à accentuer sa participation dans certains segments des industries du pétrole, du gaz et de l'électricité.
- Engagement à l'égard du développement durable. Le secteur de l'énergie est conscient de son impact sur l'environnement; c'est pourquoi il cherche à inscrire ses politiques dans un cadre de développement durable.
- Engagement à l'égard des futures générations de Mexicains. Les ressources énergétiques du Mexique sont considérées comme une des richesses de la nation; c'est pourquoi leur exploitation doit bénéficier autant aux générations futures qu'aux générations actuelles.

Ces politiques complètent et renforcent les efforts visant à favoriser la mise en valeur du gaz naturel et sous-tendent l'engagement du gouvernement mexicain de garantir un approvisionnement en énergie et de suivre une stratégie à long terme de développement durable pour les générations futures.

### *Évolution de la politique du gaz naturel*

Dans la stratégie énergétique du Mexique, le gaz naturel joue un rôle de plus en plus important. Certains événements survenus au cours de la dernière décennie ont infléchi le cours du développement du marché intérieur du gaz naturel, par exemple le virage technologique dans le secteur de l'électricité, les réformes qui ont ouvert les portes de l'industrie au secteur privé et les mesures

prises en vue de promouvoir le développement durable.

Du côté de la demande, d'autres facteurs ont influé sur le développement du marché du gaz naturel, comme l'utilisation de la technologie du cycle combiné, qui a eu pour effet d'accroître la consommation de gaz naturel dans le secteur de la production de l'électricité; l'engagement qui a été pris d'utiliser des combustibles plus propres par suite de l'implantation de normes environnementales rigoureuses qui limitent les émissions de polluants atmosphériques; et, finalement, la promotion de la participation du secteur privé au développement de l'infrastructure de transport, de stockage, et de distribution du gaz naturel.

### *Engagement à l'égard du développement durable*

Le Mexique a adopté une stratégie à long terme de développement durable. Ainsi, sa politique énergétique tient compte des impacts socio-économiques et environnementaux des mesures qu'il prend, en accordant une attention particulière à la protection de l'environnement.

En décembre 1994, deux nouvelles normes environnementales<sup>13</sup> ont été implantées. La première (NOM 085) fixe les concentrations maximales d'émissions de particules de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> provenant de sources non mobiles. Cette norme a eu un impact considérable sur le secteur industriel et sur la composition du parc électrogène. La deuxième norme environnementale (NOM 086), qui est entrée en vigueur en 1998, fixe les spécifications des combustibles en ce qui a trait aux émissions.

L'introduction de ces nouvelles normes environnementales constitue tout un défi pour le secteur mexicain de l'énergie, car le mazout à haute teneur en soufre était le combustible le plus couramment utilisé dans les secteurs de l'industrie et de l'électricité. Afin de respecter ces normes, Pemex a dû modifier la composition de son parc électrogène,

<sup>13</sup> NOM-085-ECOL-1994 et NOM-068-ECOL-1994.

augmenter la part des combustibles propres comme le gaz naturel, le diesel et l'essence à faible teneur en soufre. Pour ce faire, elle a dû construire des infrastructures.

### *Changements technologiques*

L'implantation de centrales à cycle combiné au Mexique (qui sont plus rentables, plus efficaces et plus propres que les centrales traditionnelles) est un des facteurs qui ont stimulé le développement rapide de l'industrie du gaz naturel. Les entreprises privées du secteur de l'électricité ont employé cette technologie dès l'approbation des réformes gouvernementales au sujet de la participation du secteur privé (en 1992 dans le cas de la production de l'électricité et en 1995 dans le cas de certaines activités relatives au gaz naturel), ce qui a eu pour effet d'augmenter la demande prévue et réelle de gaz naturel.

La loi de 1995 sur la réforme de l'industrie du gaz naturel a été précédée, en 1992, de la modification de la Loi sur les services publics d'électricité, qui avait été adoptée en 1975. Cette modification a permis à l'industrie privée de participer à certains volets du secteur de la production de l'électricité. La Comisión Federal de Electricidad (CFE – la société d'électricité d'État) demeure la seule entité habilitée à fournir de l'électricité à la population, mais il est désormais permis à des investisseurs mexicains et étrangers d'investir dans le secteur de l'électricité dans certaines conditions, notamment lorsque les entreprises produisent de l'électricité pour leurs propres besoins et lorsqu'il s'agit de producteurs d'électricité indépendants.

Les changements technologiques laissent prévoir que la part du gaz naturel dans le panier énergétique allait augmenter. Afin de ne pas avoir à dépendre des sources étrangères, on a donc décidé d'accroître la production intérieure. Au milieu des années 1990, il était évident que le marché du gaz naturel avait besoin d'une restructuration majeure pour répondre aux nouvelles exigences du marché.

### *Déréglementation et restructuration de l'industrie*

Outre la demande, plusieurs facteurs favorisent le développement rapide de l'industrie mexicaine du gaz naturel. Après une restructuration en 1992, Pemex a été divisée en quatre filiales correspondant aux principaux domaines d'activités de l'entreprise. Ainsi, l'exploration et l'exploitation pétrolière et gazière sont laissées à Pemex Exploración y Producción (PEP), tandis que le traitement, le transport et la commercialisation du gaz naturel sont la responsabilité de Pemex Gas y Petroquímica Básica. Les autres filiales sont Pemex Refinación, responsable du raffinage, de la distribution et du commerce des produits pétroliers, Pemex Petroquímica, chargée de la production et de la distribution des produits chimiques secondaires, et Pemex Comercio Internacional, responsable du commerce international.

En 1995, le gouvernement du Mexique a opéré de profondes réformes dans le secteur du gaz naturel, dans les buts suivants :

- attirer l'investissement privé dans cette industrie;
- accentuer la compétitivité de l'industrie mexicaine en assurant la disponibilité d'une source d'énergie fiable;
- contribuer à l'amélioration de l'environnement en offrant un combustible plus propre, en conformité avec les nouvelles normes environnementales applicables à l'industrie;
- faciliter la réalisation de nouveaux projets du secteur privé dans le domaine de la production de l'électricité, dans les limites permises par la législation.

La réforme législative a redéfini la structure de l'industrie :

- la recherche, l'exploitation, le traitement et la première vente de gaz naturel sont

considérés comme des activités stratégiques réservées à Pemex.

- le transport, la distribution, le stockage et la commercialisation du gaz naturel, y compris le commerce international, deviennent des activités non stratégiques auxquelles le secteur privé peut participer.

Ainsi, le secteur privé est devenu un joueur de premier plan dans la construction de l'infrastructure du gaz naturel au Mexique.

Les réformes comprenaient les éléments suivants :

- **Décisions stratégiques** : concevoir et mettre en œuvre des politiques sur lesquelles s'appuieraient les réformes. De cette façon, tous les établissements et bureaux publics participant au processus partageaient un objectif ultime commun et fondaient leurs activités sur des bases clairement établies, de manière à éviter les comportements contradictoires qui auraient compromis le succès de l'entreprise.
- **Réforme législative** : apporter les changements nécessaires à la législation pour établir un cadre de réglementation clair et prévisible, qui allait donner plus de certitude au secteur privé et clarifier les règles de la concurrence.
- **Établissement des institutions** : définir clairement le rôle de l'État à titre de propriétaire (ministère de l'Énergie), d'exploitant (Pemex) et d'organisme de réglementation (commission de réglementation de l'énergie). On voulait ainsi définir les objectifs de chaque entité, éliminer les conflits d'intérêts et éviter les controverses pouvant résulter d'un chevauchement des rôles.

En outre, le gouvernement a mis en place une nouvelle politique de fixation des prix afin de tenir compte du coût de renonciation du gaz naturel. On a donc commencé à fixer le prix du gaz naturel par rapport au prix du marché international, en particulier le prix payé dans

le sud du Texas. De cette façon, les prix intérieurs reflètent les conditions d'un marché concurrentiel plutôt que les coûts de Pemex.<sup>14</sup>

### *Politique énergétique internationale*

Le Plan national de mise en valeur de l'énergie (PND) souligne l'importance de la participation du Mexique aux marchés mondiaux de l'énergie. Dans le même ordre d'idées, il reconnaît la nécessité de renforcer la collaboration internationale.

Par ailleurs, la collaboration internationale devrait constituer un instrument efficace d'aide au développement et à la modernisation du secteur énergétique.

En outre, le gouvernement a jugé souhaitable d'améliorer le commerce bilatéral de l'énergie avec les États-Unis, en commençant par accroître à la fois le nombre et la capacité des interconnexions frontalières.

À la faveur de sa participation au GTNAE, le Mexique cherche à élargir ses échanges et interconnexions dans le domaine de l'énergie en tenant compte de l'intérêt commun des trois pays pour le développement durable. Il adhère au but que s'est fixé le GTNAE de partager les points de vue et de communiquer de l'information au sujet des questions énergétiques qui touchent l'Amérique du Nord, notamment les différents programmes et politiques, l'évolution des marchés, ainsi que les prévisions de l'offre et de la demande d'énergie. Le GTNAE envisagera également d'autres sources d'énergie et se penchera sur la question de l'efficacité de l'utilisation et de la production de l'énergie.

### États-Unis

La politique énergétique américaine repose depuis longtemps sur la conviction que des

---

<sup>14</sup> Au Mexique, les consommateurs de gaz naturel ont toujours reçu un service volumétrique, même si, en vertu des nouveaux règlements, ils devraient réserver de la capacité dans le réseau pipelinier de Pemex. Or, cela n'a pas été possible jusqu'à maintenant, car les règles définitives de la première vente n'ont toujours pas été approuvées.

marchés concurrentiels, où le capital et les ressources énergétiques appartiennent au secteur privé, sont plus à même d'optimiser la production et la consommation de l'énergie. Un des éléments fondamentaux de cette politique consiste à encourager la mise en valeur et l'utilisation du gaz naturel, en particulier au cours de la période à laquelle nous nous intéressons ici. Cela dit, le gouvernement des États-Unis reconnaît que les marchés concurrentiels sont, par définition, concentrés sur le moment présent. Aussi, a-t-il un rôle à jouer dans les efforts pour promouvoir le développement de technologies qui assureront l'utilisation la plus efficace possible de l'énergie aujourd'hui tout en veillant à ce que le pays dispose d'approvisionnements abordables, fiables et respectueux de l'environnement pour répondre aux besoins énergétiques du futur. En outre, du point de vue de la sécurité énergétique, la politique américaine a un rôle important à jouer pour voir à ce que le panier énergétique des États-Unis soit constitué d'un éventail de sources d'énergie produites par une diversité de fournisseurs.

La politique énergétique nationale (NEP) que le président Bush a adoptée en mai 2001 repose sur ces principes. La NEP reconnaît l'utilisation accrue du gaz naturel aux États-Unis et cherche à atteindre un équilibre entre les diverses sources d'énergie. L'obtention d'un portefeuille énergétique plus équilibré passe par un élargissement du rôle des énergies renouvelables et par le maintien du rôle des sources traditionnelles comme l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire. En se servant de la technologie pour accroître l'efficacité et le rôle de ces sources d'énergie, les États-Unis concilient plusieurs objectifs : utilisation accrue du gaz naturel, accroissement de l'ensemble des approvisionnements énergétiques et augmentation de la productivité économique en réduisant les impacts sur l'environnement et sur les collectivités.

La politique américaine appuie la mise en valeur du gaz naturel de l'Alaska. L'augmentation de la demande de gaz naturel

aux États-Unis a suscité un regain d'intérêt pour l'exploitation des réserves de l'Alaska. Ce gaz naturel, dont les ressources prouvées sont de l'ordre de 35 Tpi<sup>3</sup>, pourrait contribuer à long terme à l'approvisionnement énergétique des États-Unis si on parvenait à le livrer aux 48 États contigus. Il transiterait par le Canada. À ces ressources pourraient s'ajouter 100 Tpi<sup>3</sup> de gaz sur le versant nord de l'Alaska, bien qu'elles soient plus hypothétiques. C'est le secteur privé qui donnera le ton, mais, de leur côté, les organismes publics du Canada et des États-Unis seront prêts à accélérer le traitement des demandes de permis. Le gouvernement des États-Unis conserve sa neutralité en ce qui concerne le tracé des pipelines et prendra les mesures qui s'imposent lorsque les entreprises auront fait connaître leurs décisions.

Le 22 octobre 2004, le président Bush a signé une loi prévoyant deux formes d'aide financière importantes pour le gazoduc du versant nord de l'Alaska, que les producteurs ont jugé nécessaires pour assurer la rentabilité du projet. La première forme d'aide financière est une mesure fiscale qui permet aux propriétaires du gaz du versant nord de l'Alaska d'amortir le coût des tronçons construits en Alaska sur sept ans au lieu de quinze, ce qui leur ferait économiser 441 M\$US pendant la durée de la canalisation, et 150 M\$US au cours des dix premières années. La deuxième mesure incitative consiste à consentir un crédit d'impôt à la récupération assistée du pétrole, pour financer la construction d'une usine de conditionnement du gaz sur le versant nord. On prévoit qu'elle fera économiser aux entreprises 295 M\$US de plus en impôt au cours de la première décennie. Plus tôt en octobre 2004, le président Bush avait signé la première partie de la loi régissant le gazoduc, approuvant une garantie de prêt de 18 G\$US. Cette loi a également rationalisé le processus d'attribution des permis et accéléré l'examen par les tribunaux; elle a créé un bureau du coordonnateur fédéral des projets de transport du gaz naturel en Alaska (Office of the Federal Coordination for Alaska Natural Gas Transportation Projects), chargé d'accélérer la

construction d'un gazoduc en Alaska; elle a créé un programme de formation des travailleurs d'une valeur de 20 M\$US et d'autres mécanismes qui permettront à l'Alaska de profiter des retombées du projet.

Les États-Unis reconnaissent que leur infrastructure énergétique prend de l'âge et cherchent à développer de nouvelles technologies permettant de transporter de plus en plus d'énergie au moyen de canalisations plus efficaces et de plus faible diamètre. La NEP recommande des mesures qui augmenteront la fiabilité du réseau, en supprimant les goulots d'étranglement qui entravent le transport du gaz d'une région à l'autre.

La NEP prévoit également une réorganisation de la recherche-développement, en accélérant la commercialisation des technologies dans le domaine de l'énergie solaire, éolienne et géothermique, et en affectant davantage de ressources à la R-D sur les technologies et les idées d'avant-garde, comme les systèmes énergétiques répartis, les piles à combustible, l'énergie de l'hydrogène et la fusion.

La politique américaine appuie des programmes tels que le LIHEAP (Low Income Home Energy Assistance Program), qui vise à réduire la facture énergétique des consommateurs à faible revenu. Elle reconnaît la nécessité de consentir des encouragements fiscaux à la recherche-développement dans des domaines comme les technologies de production répartie. L'administration Bush est en faveur d'une législation pour améliorer la sûreté des gazoducs, et encourage les organismes à redoubler d'efforts pour accélérer l'attribution des permis autorisant la construction de gazoducs dans des conditions respectueuses de l'environnement. Dans la NEP, l'administration Bush explique ses objectifs : soutenir les initiatives favorisant les économies d'énergie, accroître les approvisionnements et réduire la dépendance de l'industrie américaine de l'électricité envers le gaz naturel.

Les États-Unis s'efforcent d'accroître leur production intérieure et de diversifier leurs sources d'énergie. La NEP insiste sur l'importance de l'amélioration de l'infrastructure énergétique des États-Unis, tant dans l'arrière-pays qu'à la frontière du Canada et du Mexique.

### *Politique énergétique internationale*

Les États-Unis reconnaissent qu'ils ne peuvent subvenir seuls à leurs besoins énergétiques; c'est d'ailleurs un élément important de leur politique énergétique. Leur sécurité énergétique est intimement liée au marché international. Ils se sont engagés à collaborer avec le Canada, le Mexique et d'autres pays, en particulier dans l'hémisphère occidental, pour renforcer leurs partenariats et en créer de nouveaux dans le domaine de l'énergie. La sécurité énergétique américaine continuera de dépendre des approvisionnements étrangers. Les États-Unis admettent qu'ils ont la chance de pouvoir compter sur des partenaires nord-américains fiables pour combler une partie importante de leurs besoins énergétiques.

La NEP des États-Unis comporte plusieurs recommandations pour augmenter l'efficacité du secteur énergétique nord-américain. L'une d'elles vise à améliorer le processus d'attribution de permis. Une autre exige l'élaboration d'un énoncé des impacts sur l'énergie chaque fois que le gouvernement propose une mesure importante susceptible d'affecter les approvisionnements énergétiques américains. Sur le plan international, la politique américaine cherche à renforcer les alliances entre pays en ayant recours à des mécanismes importants comme les relations bilatérales avec le Canada, le Mexique et d'autres pays de l'hémisphère occidental, de même qu'avec d'autres pays clés. Les États-Unis appuient les travaux qui se font dans le cadre de l'Initiative pour l'énergie dans l'hémisphère du Sommet des Amériques, où les États-Unis, le Canada et le Mexique jouent un rôle prépondérant.

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

Les États-Unis considèrent la création du GTNAE comme une initiative stratégique majeure sur le plan international. Le président Bush, le premier ministre Chrétien et le président Fox ont donné instruction à leurs ministères de l'Énergie respectifs de collaborer à la recherche de solutions pour faciliter le développement d'un véritable marché énergétique nord-américain qui permettra de livrer de l'énergie fiable et abordable aux citoyens des trois pays. Un objectif très important du GTNAE est de favoriser la communication et la coopération entre les trois gouvernements sur les questions d'intérêt commun.

La politique américaine appuie l'intégration des marchés énergétiques nord-américains, dans lesquels les oléoducs, les gazoducs et les lignes de transport d'électricité forment des systèmes énergétiques entièrement intégrés. Actuellement, 35 gazoducs, 22 oléoducs et pipelines de produits pétroliers et 51 lignes de transport d'électricité traversent des frontières internationales, établissant des liens entre les trois pays et augmentant la sécurité énergétique des États de l'Amérique du Nord.

### Règlement

Au Canada, aux États-Unis et au Mexique, la réglementation du gaz naturel a subi un grand nombre de changements, pour suivre l'évolution de la politique énergétique. Le Canada a réformé ses codes de réglementation et ses régimes fiscaux afin d'encourager le secteur privé à prendre une part active dans le secteur de l'énergie et de créer un marché continental sécuritaire. Le Mexique a pris des mesures pour implanter un nouveau cadre de réglementation qui établira un marché concurrentiel avec la participation du secteur privé, en plus d'accroître la performance économique du secteur de l'énergie. Aux États-Unis, la réglementation mise davantage sur les forces du marché que par le passé.

Les pays de l'Amérique du Nord reconnaissent les avantages d'un organisme de réglementation indépendant. Au Canada, l'Office national de l'énergie (ONE)

réglemente le commerce du gaz naturel et les gazoducs des points de vue de la sûreté, de la protection de l'environnement et de l'efficacité économique. Au Mexique, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) sert de bras administratif au Secretara de Energia (SENER); il est devenu un organisme de réglementation indépendant avec tous les pouvoirs nécessaires. Aux États-Unis, la Federal Energy Regulation Commission (FERC) réglemente le transport inter-États du gaz naturel et la construction des installations nécessaires pour offrir ce service, et contrôle au jour le jour les activités de l'industrie pipelinère américaine. Les gouvernements peuvent compter sur ces organismes de réglementation pour améliorer les relations entre leurs marchés du gaz respectifs et leurs liens avec d'autres industries énergétiques. Les réglementations des trois pays ont cet objectif en commun : optimiser la mise en valeur du gaz naturel dans le respect de l'environnement.

Reconnaissant l'importance d'une coordination de leurs politiques, les organismes de réglementation du Canada, du Mexique et des États-Unis se rencontrent trois fois par année pour discuter de leurs plans et de diverses questions. L'ONE canadien et la CER mexicaine ont, chacun de leur côté, signé une entente de collaboration avec la FERC américaine.

### Canada

La constitution canadienne prévoit un partage des responsabilités en matière d'énergie entre les gouvernements fédéral et provinciaux. Les gouvernements provinciaux et territoriaux ont des responsabilités dans :

- la gestion des ressources sur leur territoire;
- les échanges et le commerce intraprovinciaux;
- les répercussions environnementales intraprovinciales.

Le secteur de compétence des gouvernements provinciaux comprend la gestion des ressources sur leur territoire, notamment en ce

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

qui a trait aux répercussions environnementales, aux échanges et au commerce à l'intérieur des provinces. Ainsi, les autorités provinciales réglementent le secteur amont de l'industrie du gaz naturel, qui comprend l'accès, l'exploration, les permis de forage, la réglementation relative à la production et les règlements environnementaux concernant l'exploration, le forage, la production, la transformation, les conduites de collecte, les routes, etc. Les provinces octroient également à l'industrie de l'exploration et de la production des baux pour l'exploitation du sous-sol, en plus de percevoir des loyers et des redevances sur la production de gaz naturel.

Les provinces réglementent les marchés du gaz naturel à l'intérieur de leurs frontières. Le transport de gaz par pipeline et la distribution à l'intérieur des provinces sont des monopoles naturels, et les provinces fixent généralement les prix en fonction du coût du service.

Le gouvernement fédéral canadien a des responsabilités dans :

- la gestion des ressources sur les terres domaniales;
- le commerce interprovincial et international;
- les répercussions environnementales transfrontalières;
- les politiques d'intérêt national, comme en matière de développement économique, de sécurité d'approvisionnement énergétique et de sciences et technologies énergétiques.

Les pouvoirs fédéraux dans le domaine du gaz naturel se rapportent principalement aux mouvements interprovinciaux et internationaux du gaz naturel, ainsi qu'aux activités s'étendant au-delà d'une province. Ainsi, le gouvernement fédéral élabore des politiques, réglemente le commerce interprovincial et international du gaz naturel et gère les pipelines. Par exemple, il fixe les normes d'efficacité énergétique régissant les

éléments d'infrastructure qui traversent des frontières provinciales ou internationales.

Le gouvernement fédéral est propriétaire des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales du Canada (dans le Nord et au large des côtes). Dans les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve, le gouvernement fédéral et la province concernée gèrent ensemble l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Dans chacune de ces régions, un office indépendant réglemente l'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz au nom des deux ordres de gouvernement.

L'Office national de l'énergie (ONE) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente le commerce interprovincial et international du gaz naturel et gère les pipelines. L'ONE a pour raison d'être de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt du public canadien, tout en respectant les droits individuels et en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. L'ONE réglemente :

- la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux;
- les droits et les tarifs des pipelines interprovinciaux et internationaux;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité;
- l'exportation du pétrole et de l'électricité;
- l'exportation et l'importation du gaz naturel;
- l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolifères et gazières dans les régions qui ne sont pas assujetties à un accord.

En novembre 1998, le gouvernement fédéral a confié au gouvernement du Yukon des responsabilités relativement aux ressources



pétrolifères et gazières exploitées à terre. De plus, l'exploration effectuée près de Saint-Pierre-et-Miquelon l'a obligé à conclure une entente avec la France concernant les questions transfrontalières. Des négociations sont en cours à ce sujet entre les deux gouvernements.

### Mexique

#### **SENER**

Le Secretara de Energa (SENER), le secrétariat à l'énergie du Mexique, a la responsabilité de tout le secteur de l'énergie. Il est responsable de la mise en œuvre de la politique énergétique du Mexique, conformément à un plan national (PND), et du suivi des activités des organismes intervenant dans l'industrie.

#### ***Petróleos Mexicanos (Pemex)***

Au Mexique, la recherche et la production du gaz naturel relèvent exclusivement de l'État par l'intermédiaire d'une société d'État, Pemex. Celle-ci participe également à l'exploration, à la production, à la transformation, au transport et à la commercialisation. À l'exception de l'exploration et de la production (qui relèvent de Pemex Exploración y Producción, ou PEP), Pemex Gas Y Petroquímica Básica (PGPB) a pris les rênes de toutes les activités liées au gaz naturel, au GPL et à ce que la loi définit comme des produits pétrochimiques de base<sup>15</sup>.

#### ***Tarifs et premières ventes***

En plus d'exercer un contrôle exclusif sur les premières ventes, Pemex possède le principal réseau de pipelines au pays, qu'elle exploite selon les principes du libre-accès. À l'exception du gaz utilisé pour les activités en

amont, les premières ventes font généralement référence aux approvisionnements transportés par le réseau de Pemex, mais pas nécessairement à ceux des réseaux de distribution tiers. La figure 2 illustre la structure du marché mexicain du gaz naturel

Ainsi que les définit le *Reglamento de Gas Natural* (RGN), les premières ventes désignent toutes les ventes du gaz naturel produit et livré au Mexique à des utilisateurs finals autres que Pemex. Compte tenu du monopole exercé par Pemex à titre de producteur exclusif de gaz au Mexique, la Comisión Regulatoria de Energia (CRE) régleme les premières ventes à l'aide d'une référence internationale et d'une méthode de fixation de prix nets qui tient compte du coût de renonciation du gaz mexicain par rapport au marché nord-américain. Il est toutefois à noter que le RGN permet de lever la restriction réglementaire sur les premières ventes si la Comisión Federal de Competencia (CFC), le bureau fédéral de la concurrence, juge qu'il existe des conditions de concurrence efficaces sur le marché. En principe, des importations importantes de gaz par d'autres intervenants que Pemex dans une région donnée pourraient justifier cette conclusion.

Selon le texte actuel de la loi, la production de gaz est un secteur stratégique réservé à l'État par l'intermédiaire de Pemex. C'est la raison pour laquelle les premières ventes sont assujetties aux conditions et aux prix prévus dans la réglementation sur les services. Cependant, le marché peut être très concurrentiel, car les consommateurs ont le choix d'acheter leur gaz de Pemex ou de tierces parties, y compris d'importateurs. Les importations de gaz naturel ne sont pas assujetties aux règlements sur les prix (à l'exception des importations de Pemex), du fait qu'elles proviennent d'un marché concurrentiel<sup>16</sup>.

Les tarifs de transport et de distribution sont

---

<sup>15</sup> En vertu de la loi réglementaire de l'article constitutionnel 27 sur le pétrole et le gaz naturel (RLCA27), les produits pétrochimiques de base sont l'éthane, le propane, le butane, le pentane, l'hexane, l'heptane, le naphte et le méthane, servant de matières premières aux produits pétrochimiques. Les produits pétrochimiques secondaires sont des sous-produits des produits pétrochimiques de base.

---

<sup>16</sup> Pemex a demandé que le gaz qu'elle importe en complément de sa propre production soit considéré comme du gaz réglementé.

réglementés selon une approche incitative, plus particulièrement une formule établie selon les recettes moyennes, qui comprend quelques éléments de la réglementation relative au coût du service. Cette approche vise à offrir aux titulaires de permis la souplesse nécessaire pour atteindre de nouveaux marchés, tout en obtenant un rendement adéquat de leur actif et en favorisant l'élargissement de la clientèle. Par ailleurs, cette approche a pour but d'inciter les transporteurs et les distributeurs à améliorer leur efficacité.

Tous les cinq ans, la CRE et le titulaire d'un permis doivent procéder à une révision générale des tarifs. Cette révision peut donner lieu à la fixation de nouveaux tarifs, mais la CRE ne peut imposer de mesures rétroactives. Les modifications aux tarifs résultent d'un facteur de rajustement établi au moyen d'une analyse comparative de l'efficacité. Ce facteur est utilisé de façon à inciter le titulaire à fournir des services au plus bas coût possible, sans pour autant compromettre la sécurité et le respect des normes de qualité.

### ***Comisión Regulatoria de Energia***

La Comisión Regulatoria de Energia (CRE) est une unité administrative décentralisée du SENER, créée par arrêté en novembre 1993<sup>17</sup>.

En janvier 1994, la CRE est devenue un organisme technique et consultatif décentralisé du SENER. L'arrêté par lequel elle avait été créée limitait ses pouvoirs à l'analyse et à la consultation dans l'industrie de l'électricité.

La loi de 1995 a modifié le rôle de la CRE en profondeur afin d'en faire un organisme de réglementation habilité et indépendant, qui jouit d'une autonomie technique et opérationnelle, en plus de lui accorder un mandat pour réglementer les activités des exploitants publics et privés dans les industries de l'électricité et du gaz. La CRE délivre des permis, autorise les prix et les tarifs, approuve les modalités de la prestation des services,

donne des directives, règle les différends, demande de l'information et impose des sanctions lorsqu'il y a infraction aux règlements.

La loi sur la CRE précise que les activités suivantes sont assujetties à la réglementation :

- l'approvisionnement en électricité et la vente d'électricité à des clients d'un service public;
- la production, l'importation et l'exportation d'électricité dans le secteur privé;
- l'acquisition de l'électricité destinée à un service public;
- le transport entre des organismes qui fournissent un service public et les titulaires de permis de production, d'exportation et d'importation;
- les premières ventes de gaz naturel et de GPL;
- le transport et le stockage de gaz naturel sans lien avec l'exploration et la production;
- la distribution du gaz naturel;
- le transport et la distribution de GPL par pipeline.

La CRE fonde ses activités de réglementation sur cinq principes de base :

1. *Des règles claires et prévisibles.* La CRE s'est dotée de règles claires et précises quant à ses devoirs en matière de réglementation.
2. *La stabilité.* Les règles sont conçues pour promouvoir l'investissement à long terme dans l'industrie de l'énergie.
3. *La transparence.* Les décisions sont prises par un comité composé de cinq membres, puis conservées dans un dossier public.
4. *L'applicabilité générale.* La Loi n'établit aucune distinction entre les intervenants des secteurs public et

<sup>17</sup> Decreto Legal, Diario Oficial, Noviembre 25, 1993.

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

privé; tous les participants doivent se conformer aux dispositions réglementaires.

5. *L'autonomie.* La CRE prend ses décisions en fonction d'une vision à long terme de l'industrie, définie dans la législation et n'étant assujettie à aucun facteur politique.

### Réglementation des permis

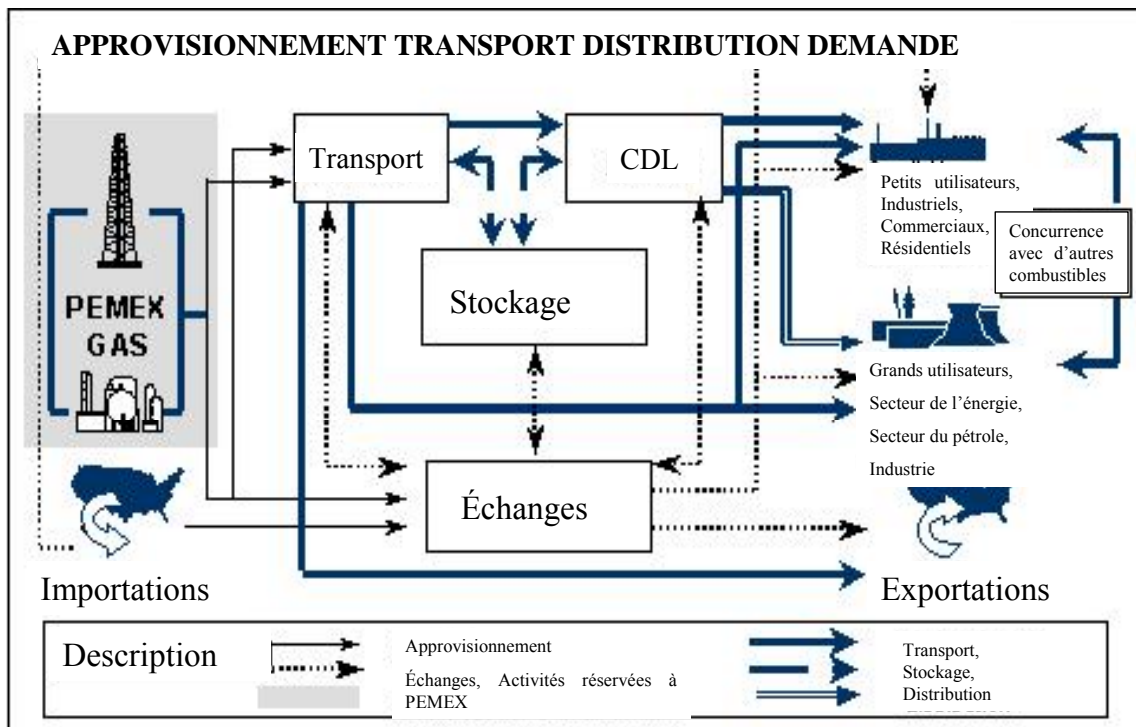
L'obtention d'un permis est obligatoire pour trois types d'activités : le transport, le stockage et la distribution. La CRE délivre des permis sur demande ou par appel d'offres concurrentiel. D'une durée initiale de trente ans, un permis peut être prolongé par tranches de quinze ans. Il est possible de posséder un permis dans les trois activités, mais une même personne ne peut assurer à la fois des services de transport et de distribution dans une zone

donnée. La CRE permet de déroger à cette restriction si elle juge qu'une relation verticale de la sorte peut générer des gains d'efficacité et se traduire par des tarifs plus avantageux pour les clients.

Les permis de transport et de stockage sont délivrés sur demande et ne donnent pas droit à l'exclusivité.

Le premier permis délivré pour la distribution dans une zone géographique donnée est accordé par appel d'offres et confère un droit d'exclusivité. Lorsque la période d'exclusivité est terminée, d'autres permis peuvent être délivrés sur demande, mais ils ne donnent pas droit à l'exclusivité. Le premier permis délivré dans une zone géographique donne droit à l'exclusivité pour l'édification d'un réseau de distribution et le transport du gaz naturel dans la zone. La période d'exclusivité permet au distributeur de développer un réseau dans le cadre d'un plan à long terme.

Figure 2. La structure du marché mexicain du gaz naturel



Source: SENER

Il est à noter que la délivrance d'un permis oblige son titulaire à se conformer aux dispositions réglementaires et à toutes les conditions prévues.

### *Principales lois applicables*

En vertu de sa constitution (article 27), le Mexique a la propriété directe, inaliénable et imprescriptible de tous les hydrocarbures produits dans le territoire national – y compris le plateau continental – dans les champs ou les strates pétrolifères, peu importe leur état physique, qu'il s'agisse d'un état intermédiaire pour produire du pétrole minéral brut, un produit associé ou un produit dérivé; ils appartiennent tous au Mexique.

La loi réglementaire de l'article constitutionnel 27 sur le pétrole et le gaz naturel (RLCA27, 11 mai 1995) redéfinit la structure de l'industrie du gaz naturel, établissant une distinction entre les activités stratégiques et non stratégiques.

La loi sur la commission de la réglementation de l'énergie (LCRE, 31 octobre 1995) définit la raison d'être, la compétence et les pouvoirs de l'organisme de réglementation dans le secteur énergétique. En mai 1995, le Congrès mexicain a approuvé des modifications à cette loi afin d'autoriser le secteur privé à édifier, à exploiter et à posséder ses propres réseaux de transport, de stockage et de distribution du gaz naturel (activités auparavant réservées à l'État).

La réforme visait :

- à encourager la concurrence;
- à assurer la fiabilité de l'approvisionnement à des prix concurrentiels;
- à introduire un nouveau cadre de réglementation favorisant l'efficacité économique et la capacité de concurrencer sur le marché;

- à introduire des règles obligatoires et non discriminatoires pour garantir un libre-accès aux pipelines, à partir du réseau de transport de Pemex, et des ventes dégroupées;
- à permettre une participation privée au transport, à la distribution, au stockage et aux échanges, y compris au commerce international;
- à renforcer les pouvoirs de la CRE en matière de réglementation et à faire de celle-ci un organisme indépendant;
- à permettre à Pemex de concentrer ses ressources et ses efforts dans l'exploration, la production et la transformation du gaz naturel;
- à mettre en valeur les réserves de gaz naturel du Mexique;
- à privatiser les actifs de Pemex dans le secteur de la distribution.

Tout en favorisant la création de marchés ouverts et efficaces pour le gaz, la CRE délivre des permis, autorise les tarifs et les prix des premières ventes pour Pemex, approuve les modalités de la prestation des services, donne des directives, règle les différends, demande de l'information et impose des sanctions, entre autres rôles. Les activités de réglementation de la CRE ne doivent pas empêcher ou limiter la participation privée.

Les principaux règlements concernant le gaz naturel sont les suivants :

**Le *Reglamento de Gas Natural*** (8 novembre 1995) met en œuvre la loi réglementaire de l'article constitutionnel 27 sur le pétrole (RLCA27), qui établit la réglementation de base relativement au gaz naturel, aux premières ventes ainsi qu'aux activités de transport, de distribution et de stockage.

**La directive concernant la fixation des prix et des tarifs des activités réglementées relatives au gaz naturel** (20 mars 1996) prescrit les méthodes que doivent utiliser les entreprises pour fixer les prix et les tarifs dans l'industrie du gaz naturel.

**La directive comptable concernant le gaz naturel** (3 juin 1996) établit les critères et les lignes directrices que doivent suivre les entreprises assujetties à la réglementation.

**La directive concernant la délimitation des zones géographiques pour la distribution du gaz naturel** (27 septembre 1996) établit les critères et les lignes directrices que doit suivre la CRE pour délimiter les zones géographiques où sera distribué le gaz naturel.

En novembre 1995, le *Reglamento de Gas Natural* (règlement sur le gaz naturel) a été adopté afin de compléter ces réformes et de mettre en œuvre la loi réglementaire sur le pétrole. La loi établit des principes généraux en matière de réglementation, alors que le règlement contient les dispositions nécessaires pour orienter la participation de Pemex et de parties privées à la nouvelle industrie du gaz naturel.

### États-Unis

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC), la commission fédérale de la réglementation de l'énergie des É.-U., réglemente le transport du gaz naturel entre les États ainsi que la construction des installations nécessaires à la prestation des services. L'approbation de la FERC est nécessaire pour mettre fin à des services et cesser d'utiliser des installations, de même que pour fixer des prix et adopter des dispositions tarifaires. La FERC autorise également la construction d'installations à des fins d'importation et d'exportation de gaz naturel.

### *Réglementation*

La *Natural Gas Act* (NGA) de 1938, la *Natural Gas Policy Act* (NGPA) de 1978 et la *Outer Continental Shelf Lands Act* (OCSLA) sont les principales lois administrées par la FERC pour superviser l'industrie américaine des gazoducs.

En vertu de l'article 7 de la NGA, la FERC réglemente à la fois la construction des réseaux de pipelines et le transport du gaz naturel à des fins commerciales entre les États. Les sociétés qui fournissent des services et celles qui construisent et exploitent des pipelines inter-États doivent d'abord obtenir un certificat de commodité et de nécessité de la FERC. Celle-ci doit également approuver les prix et les dispositions tarifaires en vertu de l'article 7. Toute modification apportée ultérieurement aux prix et aux dispositions en vigueur est assujettie à l'article 4 de la NGA. En outre, l'approbation de la FERC est requise en vertu de l'article 7 pour mettre fin à la prestation de services et cesser d'utiliser des installations. La FERC réglemente aussi le transport du gaz naturel, tel que l'autorisent la NGPA et l'OCSLA.

En vertu de l'article 3 de la NGA, la FERC autorise le choix de l'emplacement et la construction d'installations (pipelines et terminaux de GNL), les opérations ainsi que les lieux d'entrée et de sortie pour l'importation et l'exportation de gaz naturel. Par ailleurs, dans le cas des installations d'importation et d'exportation situées près de la frontière des États-Unis avec le Canada ou le Mexique, la FERC doit délivrer un permis présidentiel, après avoir consulté le secrétariat d'État à la Défense.

En novembre 2002, le Congrès américain a modifié la *Deepwater Port Act* de 1974, intégrée à la *Maritime Security Act* de 2002. Cette loi transfère la responsabilité des installations de gaz naturel extracôtières (comme les terminaux de GNL en mer) de la FERC aux services administratifs maritimes du ministère américain des Transports et à la garde côtière américaine.

### ***Politique de réglementation***

Tous les aspects du marché du gaz naturel étaient réglementés avant 1985. En 1985, la FERC a adopté le décret n° 436, qui établit les règles que doivent suivre les propriétaires de pipelines pour offrir un libreaccès au service de transport, séparément du service des ventes. En 1989, le Congrès a adopté la *Natural Gas Wellhead Decontrol Act*, qui a éliminé les mécanismes de contrôle des prix vers 1993. En vertu du décret n° 636, la FERC a jugé que la disposition visant le regroupement des services de transport et de distribution du gaz naturel exerçait des effets anticoncurrentiels qui risquaient de limiter les avantages offerts par le libreaccès au service et la déréglementation des puits à la tête du puits. Aussi, la FERC a exigé que l'on mette fin à la fonction marchande des pipelines pour que ceux-ci ne servent plus qu'à transporter le gaz naturel, peu importe l'expéditeur. (Le pipeline ou la société de portefeuille pourrait former une entreprise commerciale affiliée pour vendre du gaz, mais le distributeur ainsi créé serait en concurrence avec d'autres expéditeurs pour utiliser son pipeline affilié.)

Combinés, la déréglementation des prix à la tête du puits, le libreaccès au service de transport et le dégroupement de la vente et du service de transport pipelinier du gaz naturel ont favorisé la création de marchés plus efficaces et concurrentiels pour la production et le transport du gaz.

### ***Règlements relatifs aux importations et aux exportations***

Les importations et les exportations américaines de gaz naturel étaient assujetties à un processus d'approbation fédéral depuis l'adoption de la NGA, en 1938. La NGA a conféré à la Federal Power Commission (FPC) le pouvoir d'approuver de telles transactions. La *Department of Energy Organization Act* de 1977 a transféré la responsabilité du volet économique au département américain de l'énergie (DOE) et laissé la responsabilité du choix de l'emplacement et de la construction

des installations à l'organisme qui a succédé à la FPC, la FERC. Le gaz naturel est importé et exporté par pipeline ou sous une forme liquéfiée (GNL).

Les dispositions de la *Energy Policy Act* de 1992, combinées avec la restructuration du marché américain du gaz naturel et les changements apportés au processus réglementaire mis en œuvre par le DOE, ont eu pour effet de rationaliser le processus d'approbation du commerce international du gaz naturel. Avec l'adoption de l'Accord de libre-échange nord-américain, les autorisations d'échanges commerciaux à l'intérieur de l'Amérique du Nord sont devenues monnaie courante et sont désormais accordées en quelques jours. De futures ententes de libre-échange pourraient étendre la rationalisation du processus d'approbation à d'autres pays.

### **CAPITAL RESSOURCES**

L'Amérique du Nord est bien nantie en gaz naturel. Ensemble, le Canada, le Mexique et les É.-U. possèdent des réserves prouvées de 282,8 Tpi<sup>3</sup>. À la fin de 2002, les É.-U. en avaient 186,9 Tpi<sup>3</sup>, alors que le Canada en possédait 57 Tpi<sup>3</sup> et le Mexique, 38,9 Tpi<sup>3</sup>. Les trois pays auraient également, selon les estimations, des volumes encore plus importants de ressources en gaz naturel (1 107 Tpi<sup>3</sup>) qui ne sont pas encore découvertes ou rentables ou, pour d'autres motifs, ne sont pas considérées comme étant prouvées. Cependant, ces ressources non découvertes pourraient contribuer à l'approvisionnement en gaz naturel dans l'avenir.

### ***Réserves prouvées***

Les réserves prouvées sont définies à peu près selon les mêmes termes en Amérique du Nord. Les participants au groupe de travail ont convenu de les définir ainsi :

Réserves prouvées : Les réserves prouvées de gaz naturel représentent les quantités estimées de gaz dans les réservoirs où des forages ont été exécutés, qui sont aptes à produire et qui sont reliés ou qu'il serait facile de relier aux

pipelines et aux marchés. Ces volumes de gaz, qui sont calculés avec un certain degré de certitude à l'aide de données géologiques et techniques, pourraient être récupérés au moyen de la technologie existante et dans les conditions économiques actuelles. Il importe que tous les éléments nécessaires à l'extraction, à la production et au transport du gaz sur le marché soient en place, ou qu'il soit raisonnablement facile de les mettre en place, pour considérer des réserves comme étant prouvées. Les commissions des valeurs mobilières utilisent des définitions semblables à celle-ci pour les réserves prouvées que déclarent les exploitants.

### *Autres ressources*

Le GTNAE a recensé tout un éventail de termes pour définir les autres ressources en gaz naturel, comme des réserves probables, des réserves possibles, des ressources découvertes, des ressources non découvertes, le potentiel ultime, les réserves non prouvées, les ressources non prouvées, les réserves ou les ressources déduites, pour ne nommer que ceux-là. De plus, il a pu constater que la terminologie différait d'un pays à l'autre.

Aussi le GTNAE a-t-il opté pour des estimations simplifiées et comparables de ces « autres » ressources des trois pays, qui ne sont pas encore prouvées, mais qui pourraient contribuer à l'approvisionnement en gaz naturel dans l'avenir. Ces estimations sont fournies dans chacune des sections ci-dessous.

### Canada

#### *Réserves prouvées*

À la fin de 2001, les réserves prouvées de gaz naturel au Canada atteignaient 57 Tpi<sup>3</sup>. La plupart des réserves prouvées canadiennes (53,9 Tpi<sup>3</sup>) se trouvaient dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. La région au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, dans le bassin qu'on appelle la « plate-forme Néo-

Écossaise », contenait pour sa part 2,7 Tpi<sup>3</sup> de réserves prouvées à la fin de 2001.

Comme l'indique la figure 3, les réserves prouvées canadiennes fluctuent avec le temps. Au cours de la période 1990-1999, elles étaient généralement à la baisse. Cette tendance traduisait une conjoncture où la capacité de production des puits de gaz était supérieure à la production réelle, où les réserves étaient excédentaires (conformément à une exigence réglementaire) et où l'activité de forage n'était pas particulièrement forte. Par exemple, au cours de la période 1990-2000, le Canada ne comptait en moyenne que 4 140 puits forés par année. Les mesures de déréglementation qui ont supprimé la nécessité de conserver d'immenses réserves ont eu pour effet de faire chuter les niveaux à mesure que la production augmentait. Malgré des activités de forage relativement faibles, la production canadienne s'est considérablement accrue, ayant presque doublé au cours de la période 1990-2000.

En 2000, le rythme de production avait pour effet d'épuiser les réserves. Il est alors devenu nécessaire d'augmenter le forage pour maintenir la production et les réserves. En 2000, 8 950 puits de gaz ont été forés, comparativement à plus de 11 000 en 2001. Cette augmentation a tout juste permis de stabiliser les réserves et la production. L'incapacité d'accroître les réserves (ou la production) depuis 2000 s'explique surtout par l'épuisement du BSOC.

Peu nombreux, les gros gisements de gaz présents dans ce bassin ont déjà été trouvés. L'industrie cible désormais les petits gisements, qui abondent, ce qui l'oblige à forer un plus grand nombre de puits. C'est en forant beaucoup de puits que l'industrie a pu conserver les réserves (et la production) à peu près au même niveau depuis 2000.

### Autres ressources

Les autres ressources en gaz naturel du Canada sont beaucoup plus abondantes que les ressources actuellement prouvées. Une partie sera mise en valeur dans l'avenir pour contribuer à l'approvisionnement en gaz.

Parmi ces autres ressources figurent les gros gisements découverts et forés dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. On ne les considère pas encore comme des réserves prouvées à cause de l'absence de pipeline pour en transporter le gaz vers les marchés. Cependant, lorsqu'il sera construit, le pipeline de la vallée du Mackenzie reliera une partie de ces ressources aux marchés, qui accéderont alors au rang des réserves prouvées. La région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort contient des réserves découvertes de 9 pi<sup>3</sup> au total.

On sait qu'une quantité semblable de gaz découvert (9 Tpi<sup>3</sup>) se trouve au large de Terre-Neuve. En raison des coûts exorbitants que suppose la construction d'un pipeline, aucun projet n'a encore été proposé pour exploiter ce gaz. Le recours à des méthaniers pour transporter le gaz naturel comprimé fait l'objet de discussions.

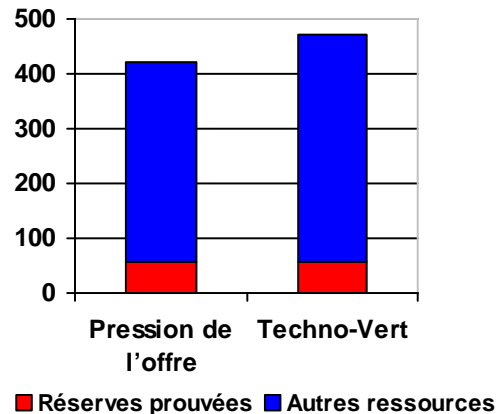
D'autres régions du Canada possèdent également des ressources en gaz découvertes et connues, totalisant 17 Tpi<sup>3</sup> de plus, mais aucune n'a été désignée pour une mise en valeur en raison des coûts élevés prévus.

L'Office national de l'énergie estime que le Canada possède, outre ses réserves prouvées, de 366 à 414 Tpi<sup>3</sup> de gaz naturel. Ces autres ressources pourraient enrichir la production future.

La figure 4 établit une comparaison entre les réserves prouvées et les autres ressources du Canada. Il est à noter que l'ONE fonde son analyse des autres ressources canadiennes en gaz naturel sur deux scénarios. Le scénario « Pression de l'offre » (PO) prévoit des progrès technologiques plutôt lents, mais des choix de société qui donnent aux producteurs

un accès aux terres en vue du forage. Le scénario « Techno-Vert » (TV) présume une plus grande conscientisation face à l'environnement, un accès moindre aux terres, des progrès technologiques beaucoup plus marqués et une augmentation des taux de récupération du gaz.

Figure 4. Le gaz naturel canadien : autres ressources, en Tpi<sup>3</sup>



Source : ONE

### Mexique

À la fin de 2003, les réserves prouvées de gaz naturel au Mexique atteignaient 15,0 Tpi<sup>3</sup>. La majeure partie des réserves prouvées se trouvent dans les champs pétrolifères (il s'agit, en l'occurrence, de gaz associé), alors que le reste provient de réserves de gaz non associés. Sur le plan géographique, les réserves prouvées du Mexique sont concentrées dans le sud du pays, notamment dans la région au large du golfe de Campeche.

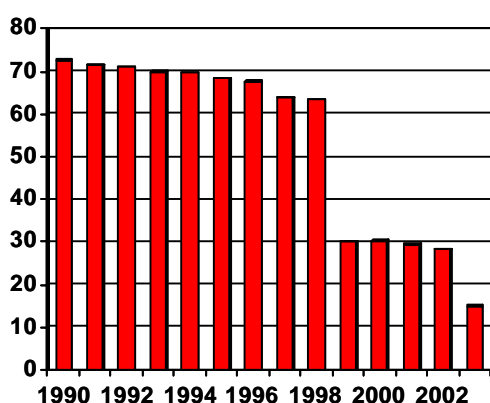
Comme l'indique la figure 5, les réserves prouvées mexicaines fluctuent avec le temps. Au cours de la période 1990-1998, elles étaient généralement à la baisse. Plusieurs facteurs expliquent cette tendance. D'abord, Pemex a continué de centrer ses activités de recherche sur le pétrole brut. Ensuite, l'investissement dans l'incorporation et la récupération des réserves a été insuffisant.



Enfin, les réserves prouvées ont été revues à la baisse au fil du temps.

Les estimations des réserves mexicaines ont changé en raison des modifications apportées à la méthode d'évaluation pour mettre à jour, chaque année, les données du Mexique en fonction des définitions utilisées à l'échelle internationale et reconnues par le milieu financier.

**Figure 5. Les ressources prouvées de gaz naturel au Mexique, en Tpi<sup>3</sup>**



Source: SENER

En 1998, Pemex a revu les réserves d'hydrocarbures du pays, appliquant les définitions, les méthodes et les techniques acceptées par l'industrie mondiale du pétrole. On a alors terminé les études des champs se trouvant dans le nord du pays, en plus de mettre à jour les données relatives aux réserves des champs du sud et des régions marines, en fonction de ces critères.

Deux sociétés d'experts-conseils de réputation mondiale ont procédé à la vérification des réserves : Netherland, Sewell & Associates Inc. et DeGolyer and MacNaughton. Les données ont été publiées en avril 1999. Ainsi, Pemex a pu honorer sa décision de 1996 en ce qui concerne la transition statistique des réserves estimées.

Depuis le début de 2003, les réserves prouvées sont estimées selon les définitions fournies par

la Securities and Exchange Commission (SEC), un organisme gouvernemental américain qui régleme les marchés financier et boursier des É.-U. Entre-temps, le calcul des réserves probables et possibles se fait toujours selon les formules de la Society of Petroleum Engineers (SPE), de l'American Association of Petroleum Geologists (AAPG) et des Congrès mondiaux du pétrole (CMP)<sup>18</sup>. La décision de suivre les définitions de la SEC a eu pour effet de ne plus considérer une vaste partie des réserves de Chicontepec comme étant prouvées mais probables, le 1<sup>er</sup> janvier 2003. Ce reclassement a entraîné la diminution des réserves prouvées au profit des réserves probables, dans la même proportion.

Ces mesures de normalisation sont avantageuses parce qu'elles sont utilisées partout dans le monde. En plus de faciliter les comparaisons naturelles, les normes établies permettent d'adopter des méthodes de travail vérifiables qui produisent une série de données sur l'ampleur et l'état des réserves qui sont aussi vérifiables. Cette approche est un gage de précision et de transparence à la fois par rapport au volume de réserves déclarées et à la méthode employée pour parvenir à de telles estimations. De plus, Pemex fait régulièrement attester ses réserves par un spécialiste du sous-sol, ce qui augmente la certitude des données.

### **Réserves prouvées**

Les réserves prouvées sont les volumes d'hydrocarbures évalués à une date donnée en fonction des conditions atmosphériques, de la conjoncture économique et du régime de fonctionnement existants, et que l'on estime pouvoir récupérer dans des conditions commerciales avec une certitude raisonnable en utilisant des méthodes d'extraction conformes aux normes gouvernementales établies, cernées par l'analyse de données géologiques et techniques. Les réserves prouvées peuvent être classées en deux catégories, les exploitées et les inexploitées.

<sup>18</sup> Memoria de Labores 2003, Pemex, p. 21 (version en direct) et Las reservas de hidrocarburos de México, Pemex Exploración y Producción, le 1<sup>er</sup> janvier 2004.

En général, les réserves sont considérées comme prouvées si la productivité commerciale du gisement est établie à la lumière de données fiables sur la pression et la production. Dans ce contexte, l'adjectif « prouvées » fait référence à la quantité d'hydrocarbures récupérables et non à la productivité des puits ou des gisements. L'un des critères dont il faut tenir compte lorsqu'on range des réserves dans la catégorie « prouvées » est l'existence de l'infrastructure nécessaire à leur commercialisation ou la certitude que celle-ci sera mise sur pied.

### **Réserves probables**

Les réserves probables sont celles dont l'analyse de l'information géologique et technique permet d'envisager l'exploitation commerciale. Si leur évaluation repose sur des méthodes probabilistes, il y a une probabilité d'au moins 50 p. 100 que les quantités récupérables soient égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées les plus probables.

Les réserves probables comprennent les réserves en sus des réserves prouvées et celles que l'on ne peut classer parmi les réserves prouvées faute de données suffisantes au sujet de l'horizon productif. On y inclut également les réserves en formation qui semblent productives à la lumière des données géophysiques.

### **Réserves possibles**

Les réserves sont classées comme possibles lorsque l'analyse des volumes d'hydrocarbures calculés à l'aide de données géologiques et techniques fait conclure qu'elles ont moins de chances d'être exploitées commercialement que les réserves probables.

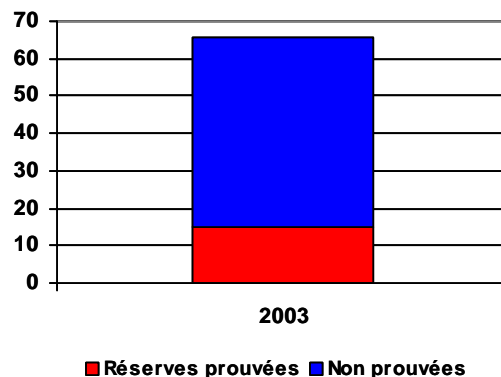
Selon cette définition, lorsque des méthodes probabilistes sont utilisées, il y a une probabilité de 10 p. 100 que les quantités récupérées soient égales ou supérieures à la

somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles.

### **Autres ressources**

Les réserves possibles et probables totales appartiennent à la catégorie des réserves non prouvées. Ces réserves équivalent à plus du double des réserves prouvées; elles se chiffrent à 43,8 Tpi<sup>3</sup>. Il s'agit des réserves dont les données géologiques et techniques ayant servi à analyser les gisements permettent d'envisager une exploitation commerciale.

**Figure 6. Le gaz naturel mexicain : autres ressources, en Tpi<sup>3</sup>**



Source: SENER

La figure 6 établit une comparaison entre les réserves prouvées et les ressources en gaz non prouvées du Mexique. En comparaison avec les bassins sédimentaires du Canada et des É.-U., les bassins mexicains n'ont pas encore fait l'objet d'un forage intensif. On révisera peut-être en profondeur les estimations des ressources non prouvées lorsqu'on en saura plus à leur sujet.

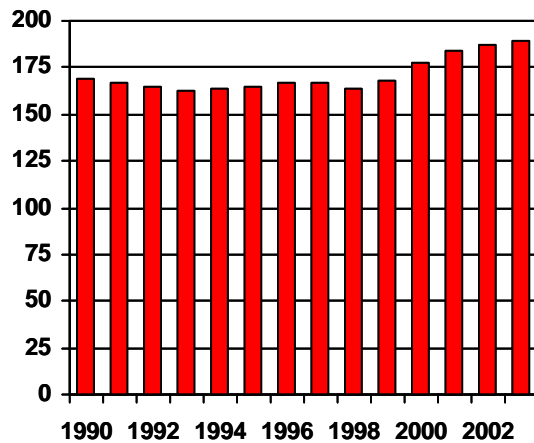
### **États-Unis**

#### **Réserves prouvées**

Le 31 décembre 2002, les É.-U. possédaient des réserves prouvées estimées à 187 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>), ou 3,1 p. 100 des réserves mondiales (6<sup>e</sup> rang au monde). Les réserves prouvées de gaz naturel aux É.-U.

sont réparties entre de nombreux bassins et diverses régions productrices. En 2002, les États des Rocheuses et le Texas dominaient les additions aux réserves de gaz, ce qui indique que l'on est passé de sources de gaz classiques à des sources non classiques. Six régions comptaient pour 72 p. 100 des réserves prouvées de gaz naturel sec : le Texas, 24 p. 100; le territoire fédéral au large du golfe du Mexique, 13 p. 100; le Wyoming, 11 p. 100; le Nouveau-Mexique, 9 p. 100; l'Oklahoma, 8 p. 100; le Colorado, 7 p. 100. Les réserves de gaz sec se sont considérablement accrues au Wyoming, au Colorado, en Oklahoma et au Texas en 2002. Bien que le golfe du Mexique demeure l'une des principales régions riches en gaz naturel, ses réserves ont nettement diminué en 2002.

**Figure 7. Les réserves prouvées de gaz naturel aux É.-U., en Tpi<sup>3</sup>**



Source: EIA, estimations à partir des données de 2003

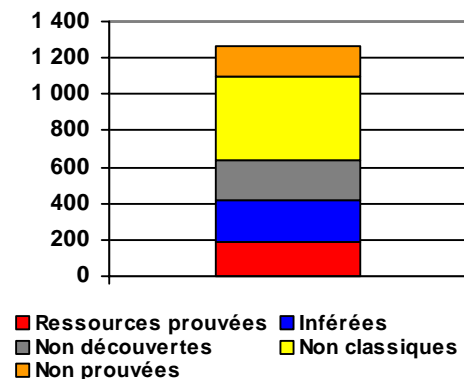
Comme l'indique la figure 7, les réserves prouvées des États-Unis fluctuent avec le temps. Au cours de la période 1990-1999, elles étaient généralement stables. Depuis 1998, elles ont un peu augmenté. À la fin de 2002, elles dépassaient de 14 p. 100 les niveaux de 1998. Cependant, comme au Canada, le forage gazier s'est considérablement intensifié, sans que n'augmentent les réserves prouvées. La hausse de 12 p. 100 notée dans les réserves prouvées

entre 1998 et 2002 s'est faite parallèlement à une augmentation de 66 p. 100 du nombre de puits forés durant la même période. Au cours de la période 1990-1998, les É.-U. comptaient en moyenne 9 847 puits forés par année, par comparaison à, en moyenne, 16 341 puits de 1999 à 2002. En forant un grand nombre de puits de gaz, l'industrie a pu augmenter ses réserves prouvées dans une certaine mesure et conserver une production stable.

### Autres ressources

Les autres ressources des É.-U. en gaz naturel sont beaucoup plus importantes que les réserves prouvées de gaz naturel. Une partie sera exploitée et contribuera à l'approvisionnement en gaz; le reste ne le sera pas pour de multiples raisons.

**Figure 8. Le gaz naturel américain : autres ressources, en Tpi<sup>3</sup>**



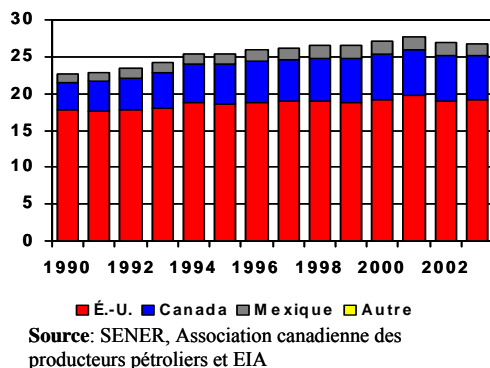
Parmi ces autres ressources figurent les immenses gisements découverts et forés du versant nord de l'Alaska. Une partie de ce gaz est produite en même temps que du pétrole, puis réinjectée afin d'améliorer les rendements en pétrole brut. Dans son *Annual Energy Outlook 2004*, l'EIA prévoit que le pipeline du versant nord de l'Alaska commencera à transporter le gaz alaskien vers les 48 États contigus en 2018. Selon le scénario de référence, la production totale de gaz en Alaska atteindra 2,7 Tpi<sup>3</sup> en 2025.

Par ailleurs, le U.S. Geological Survey et le U.S. Minerals Management Service estiment qu'il existe de grandes quantités de ressources en gaz qu'il serait techniquement possible de récupérer afin d'enrichir l'approvisionnement américain. À la fin de 2001, les autres ressources américaines étaient évaluées à 1 154 Tpi<sup>3</sup> au total. Dans son *Annual Energy Outlook 2004*, l'EIA prévoit une augmentation plus rapide de la production de gaz naturel à partir de sources non classiques (sables colmatés, schiste et méthane de houille), sous l'effet des progrès technologiques et de la hausse des prix du gaz naturel.

### APPROVISIONNEMENT

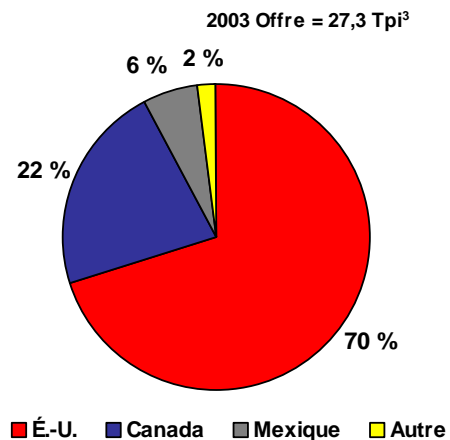
L'Amérique du Nord produit et consomme approximativement 28 Tpi<sup>3</sup> de gaz naturel par année. Soixante-treize pour cent de sa production provient des É.-U., alors que 21 p. 100 tire son origine du Canada et 6 p. 100, du Mexique. Elle est autosuffisante dans le secteur du gaz naturel : seulement 1 p. 100 de son approvisionnement provient d'autres continents, sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), importé par bateau. Toutes les importations de GNL sont actuellement destinées aux É.-U. La figure 9a illustre la répartition de l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, ainsi que les tendances connexes au cours de la période 1990-2001. Tpi<sup>3</sup>

**Figure 9a. La production et l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, en Tpi<sup>3</sup>**



La production nord-américaine de gaz naturel s'est accrue de 1990 à 2003, passant de 22,7 Tpi<sup>3</sup> à 27,3 Tpi<sup>3</sup>, ce qui représente une augmentation de 4,6 Tpi<sup>3</sup> ou de 20 p. 100 au total, pour un taux de croissance moyen de la production de 1,4 p. 100 par année. La plus grande part de cette augmentation est attribuable à la production canadienne, en hausse de 2,5 Tpi<sup>3</sup>, alors que la production américaine s'est accrue de 1,2 Tpi<sup>3</sup> et la production mexicaine, de 0,8 Tpi<sup>3</sup>. (%)

**Figure 9b. La production et l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord (%)**

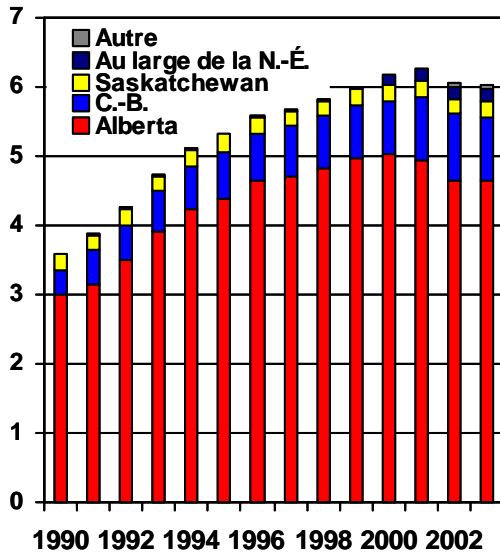


Sources : SENER, Association canadienne des producteurs pétroliers, EIA, RNCAN

### Canada

La production canadienne de gaz naturel était de 6 Tpi<sup>3</sup> en 2003, comptant pour 21 p. 100 de la production totale en Amérique du Nord. La production actuelle de gaz naturel se concentre dans les provinces de l'Alberta (77 p. 100 de la production de 2003), de la Colombie-Britannique (15 p. 100) et de la Saskatchewan (4 p. 100), dans la région au large de la Nouvelle-Écosse (3 p. 100) ou ailleurs (1 p. 100). L'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique reposent sur le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), d'où provient le gros de la production canadienne de gaz.

**Figure 10. La production canadienne de gaz naturel, en Tpi<sup>3</sup>**



**Source:** Association canadienne des producteurs pétroliers et estimations de RNCan

La figure 10 présente un graphique illustrant la production canadienne de gaz naturel au cours de la période 1990-2003.

Dans l'ensemble, la production canadienne de gaz naturel est passée de 3,6 Tpi<sup>3</sup> en 1990 à 6 Tpi<sup>3</sup> en 2003. Il s'agit d'une augmentation totale de 2,4 Tpi<sup>3</sup> (67 p. 100), ou d'une augmentation moyenne d'environ 4,8 p. 100 par année.

La production de gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) est montée en flèche dans les années 1990 avec la construction de nouveaux pipelines destinés à l'exportation. La production a pu s'intensifier rapidement en raison de la disponibilité d'une large capacité de production inexploitée. Cet excédent de capacité s'explique, d'une part, par le fait qu'à cette époque le BSOC était peu exploité et, d'autre part, par la réglementation en vigueur à la fin des années 1970 et au début de la décennie suivante, qui obligeait les producteurs à prouver les réserves de gaz naturel pour obtenir le droit de vendre à l'exportation. Aussi, pour pouvoir exporter, ils

ont prouvé des réserves considérables, d'où le développement d'une capacité de production excédentaire.

La production dans le BSOC s'est mise à grimper lorsqu'on a modifié la réglementation afin d'éliminer l'obligation de maintenir d'importants volumes de réserves prouvées. Ainsi, au début des années 1990, la production dans le BSOC a pu vite augmenter pour répondre à la croissance rapide de la demande canadienne et à une partie de la demande américaine.

Toutefois, la croissance de la production canadienne a commencé à ralentir vers 1996, avec l'épuisement du BSOC. Après une augmentation de 8 p. 100 par année en moyenne au cours de la période 1990-1996, la production canadienne a fléchi de 2 p. 100 par année entre 1996 et 2001. Le déclin s'est poursuivi en 2002 (1 p. 100) et en 2003 (4 p. 100).

La production canadienne de gaz s'est essouffée malgré des efforts de forage beaucoup plus soutenus. Le nombre d'ouvertures de puits de gaz naturel n'était que de 2 200 en 1990. En 2003, près de 14 000 puits de gaz étaient ouverts. En raison de l'épuisement du BSOC (dont témoigne la productivité initiale des nouveaux puits, beaucoup plus faible qu'il y a dix ans), et comme les puits existants sont exploités presque à capacité et s'épuisent assez rapidement, un forage intensif s'impose pour accroître la production ou, à tout le moins, la maintenir.

En 2000, on a commencé à produire du gaz au large de la côte Est canadienne. En 2003, la production atteignait 153 Gpi<sup>3</sup>, ou 2 p. 100 de la production totale de gaz au Canada. Elle a cependant reculé de 14 p. 100 par rapport aux niveaux de 2002.

La production de méthane de houille débute aussi dans le BSOC, qui contient de très gros gisements houillers. Le Canadian Energy Research Institute estime que le BSOC pourrait contenir jusqu'à 568 Tpi<sup>3</sup> de méthane

de houille. Une partie seulement pourrait être récupérée. Plusieurs projets pilotes de récupération de cette ressource dans le BSOC ont récemment vu le jour. La production est actuellement évaluée à 55 Mpi<sup>3</sup>/j.

### Mexique

La production mexicaine de gaz naturel s'élève actuellement à 1,6 Tpi<sup>3</sup> par année, comptant pour 6 p. 100 de la production totale en Amérique du Nord. Elle se concentre dans le sud du pays, dans les États de Veracruz, de Tabasco, de Campeche et du Chiapas. Environ 70 p. 100 de la production mexicaine de gaz naturel provient des zones productrices du sud, continentales et marines. La figure 11 illustre la répartition des zones productrices de gaz naturel au Mexique.

Le gaz naturel produit dans le sud du pays est surtout associé à la production du pétrole brut. Dans l'ensemble, environ 70 p. 100 de la production mexicaine de gaz naturel est associée à la production du pétrole. Ces données contrastent vivement avec la situation qui existe aux États-Unis et au Canada, où moins de 15 p. 100 du gaz naturel est produit en association avec la production pétrolière. Au Mexique, la société Petróleos Mexicanos (Pemex) mène toutes les activités de recherche et de production de gaz naturel.

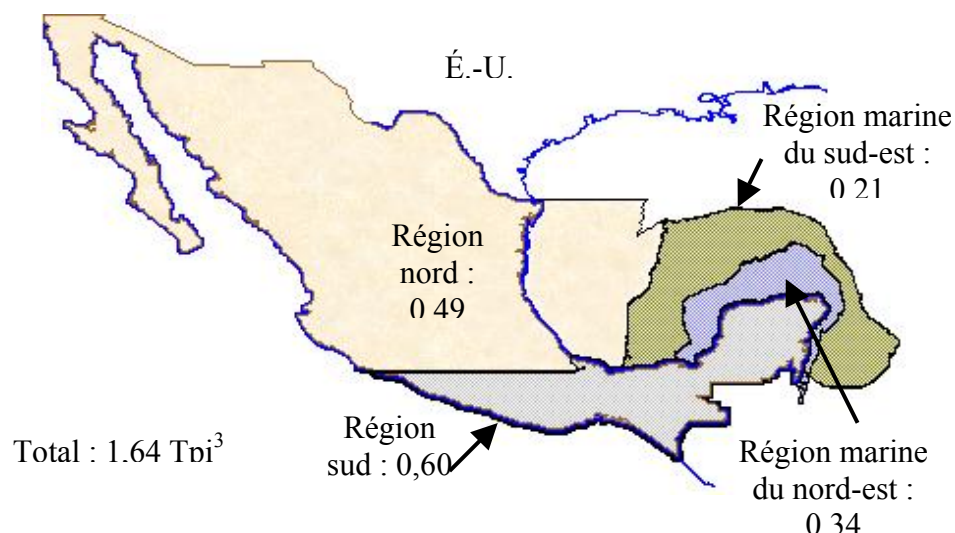
Le nord du Mexique produit surtout du gaz non associé, contrairement à la région du sud. Le bassin de Burgos est le plus gros bassin de gaz naturel non associé du Mexique. Il est situé dans le nord-est du pays, dans les États de Tamaulipas, de Nuevo Leon et de Coahuila.

La production du bassin de Burgos a atteint presque 23 p. 100 de la production totale de gaz au Mexique en 2002 et en 2003. Elle représente presque 75 p. 100 de la production de gaz non associé. Elle est passée de 110 Gpi<sup>3</sup> en 1995 à 376 Gpi<sup>3</sup> en 2003, accusant un léger déclin en 2001. Les tendances de la production de gaz naturel au Mexique, de 1990 à 2003, sont illustrées à la figure 12.

La production annuelle de gaz naturel au Mexique s'est accrue de 0,3 Tpi<sup>3</sup> au cours de la période 1990-2003. Il s'agit d'une augmentation totale de 23 p. 100 pour l'ensemble de la période, ou d'une augmentation moyenne de 2,3 p. 100 par année.

Cette tendance globale a cependant été jalonnée par plusieurs phases distinctes : de 1990 à 1995, la production a stagné; de 1995 à 1998, elle a rapidement augmenté; de 1998 à 2003, elle a de nouveau cessé de progresser.

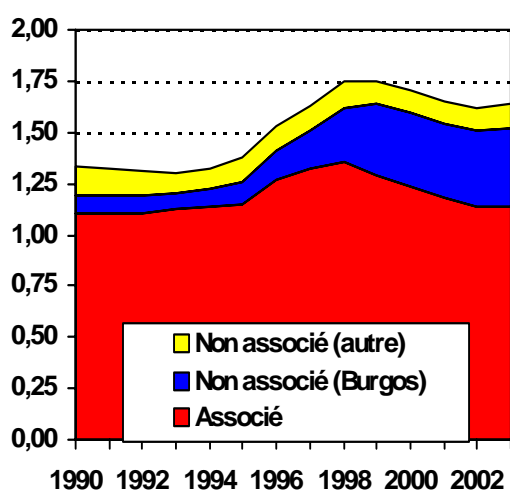
Figure 11. La production mexicaine de gaz naturel par région en 2003, en Tpi<sup>3</sup>



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

Au milieu des années 1990, la production de gaz est devenue prioritaire pour le Mexique, et Pemex a lancé divers projets pour accroître l'approvisionnement en gaz mexicain, plus particulièrement la production de gaz non associé. C'est ainsi que le projet Burgos a été mis en œuvre. En 2000, Pemex annonçait un programme d'exploitation stratégique du gaz dans le but d'accroître la production de gaz naturel non associé dans cinq régions différentes : Macuspana, Veracruz, Misantla, Tampico et Burgos. Le programme visait en outre à intensifier la production du pétrole brut léger dans le golfe du Mexique, où la teneur en gaz des gisements est supérieure.

*Figure 12. La production mexicaine de gaz naturel, en Tpi<sup>3</sup>*



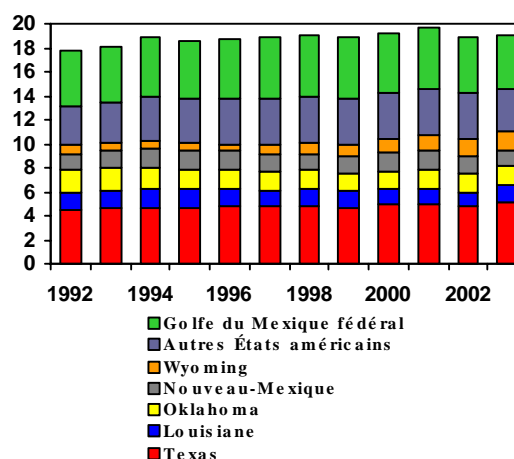
Source : SENER

Ces projets ont connu un immense succès grâce à des découvertes comme celle du champ de Kopo, à Sonda de Campeche (au large de Campeche), et des nouveaux bassins de gaz non associé dans la région de Lankahuasa (au large de Veracruz). Cependant, l'impact le plus percutant s'est fait sentir dans le bassin de Burgos, où la production a explosé, augmentant de 420 p. 100 de 1990 à 2003.

### États-Unis

Les É.-U. représentent le principal producteur de gaz naturel en Amérique du Nord, avec 19,0 Tpi<sup>3</sup> de la production annuelle de gaz sur le continent en 2002. Marine ou terrestre, la production américaine de gaz naturel provient principalement de la région du golfe du Mexique. La figure 13 illustre la répartition de la production américaine au cours de la période 1992-2002.

*Figure 13. La production américaine de gaz naturel, en Tpi<sup>3</sup>*



La production extracôtière du golfe du Mexique après 1992 est recensée séparément du total cumulé de la Louisiane et du Texas. En 2002, la production totale de gaz naturel au large du golfe du Mexique s'élevait à environ 25 p. 100 de la production totale de gaz aux É.-U. La même année, approximativement 39,4 p. 100 de la production totale de gaz naturel aux É.-U. provenait des trois États voisins du Texas, de la Louisiane et de l'Oklahoma. Ces États fournissaient alors 44,1 p. 100 de la production totale de gaz au pays. Venaient ensuite le Colorado (810 Gpi<sup>3</sup>), le Kansas (416 Gpi<sup>3</sup>), l'Alaska (429 Gpi<sup>3</sup>), l'Utah (271 Gpi<sup>3</sup>) et le Michigan (270 Gpi<sup>3</sup>).

Dans l'ensemble, la production américaine de gaz naturel est passée de 17,8 Tpi<sup>3</sup> en 1990 à 19,0 Tpi<sup>3</sup> en 2002. Il s'agit d'une augmentation absolue de 1,2 Tpi<sup>3</sup> (7 p. 100),

ou d'une augmentation moyenne d'environ 0,5 p. 100 par année.

La production de gaz a légèrement diminué au Texas et en Louisiane au cours de la période, alors que celle de l'Oklahoma a connu une baisse plus marquée. La production américaine s'est surtout accrue au Nouveau-Mexique, au Wyoming et dans quelques autres États.

Une part importante de l'augmentation de la production américaine de gaz naturel de 1990 à 2002 peut être attribuée à la production de méthane de houille, en croissance rapide. En 1990, la production américaine de méthane de houille atteignait approximativement 200 Gpi<sup>3</sup>. En 2002, la production totale de méthane de houille aux É.-U. était de 1,6 Tpi<sup>3</sup>, dont 1,3 Tpi<sup>3</sup> provenait des États des Rocheuses, plus précisément du Nouveau-Mexique, du Wyoming et du Colorado.

### GNL

L'approvisionnement américain en gaz naturel comprend, finalement, des importations de GNL, dont la part dépassait 2 p. 100 en 2003.

Si les importations de GNL représentent aujourd'hui une faible partie de l'approvisionnement global, on constate en revanche une diversification des sources de GNL et un mouvement très net vers un marché mondial du GNL.

Aux É.-U., les marchés consommateurs de gaz le long de la côte sont généralement situés dans des régions très peuplées, à l'extrémité des réseaux pipeliniers. Alors que la mise en place de nouveaux pipelines dans ces marchés devient de plus en plus difficile, la baisse rapide du coût à la livraison fait du GNL une option attrayante et rentable pour les marchés consommateurs de gaz. Les terminaux prévus dans le golfe du Mexique permettront de transporter du GNL vers les marchés consommateurs de l'est, de l'ouest et du Midwest des É.-U., et ce, à l'aide des réseaux existants. Aussi s'attend-on à une

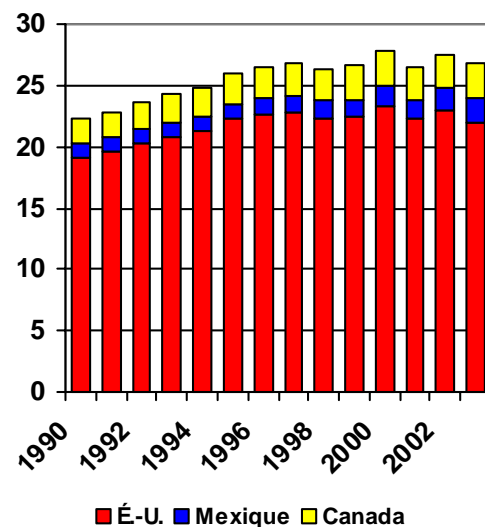
augmentation des livraisons de GNL aux É.-U..

### DEMANDE

La demande nord-américaine de gaz naturel s'élevait à 26,5 Tpi<sup>3</sup> en 2003<sup>19</sup>. Quatre-vingt-deux pour cent (82 p. 100) de la demande provenait des É.-U., 11 p. 100 du Canada et 7 p. 100 du Mexique.

Les figures 14 et 15 illustrent la répartition de la demande nord-américaine ainsi que les tendances de la demande de gaz naturel au cours de la période 1990-2003. Tpi<sup>3</sup>

Figure 14. La demande nord-américaine de gaz naturel, en Tpi<sup>3</sup>



Sources : SENER, Statistique Canada, EIA et RNCAN

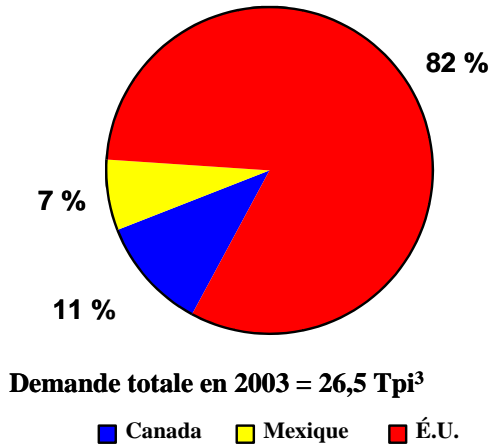
La demande nord-américaine de gaz naturel est passée de 22,3 Tpi<sup>3</sup> à 26,5 Tpi<sup>3</sup> de 1990 à 2003, pour une augmentation totale de 4,2 Tpi<sup>3</sup> ou de 19 p. 100, ou un taux de croissance moyen de 1,6 p. 100 par année. La demande des É.-U. s'est accrue de 3,1 Tpi<sup>3</sup>, alors que celle du Canada a augmenté de 0,7 Tpi<sup>3</sup> et celle du Mexique, de 0,5 Tpi<sup>3</sup>.

<sup>19</sup> La demande nord-américaine totale, de 26,5 Tpi<sup>3</sup>, n'équivalait pas à l'approvisionnement nord-américain total, de 27,3 Tpi<sup>3</sup>, en 2003 en raison des fluctuations dans le stockage et de variations comptables.



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

Figure 15. La demande nord-américaine de gaz naturel, répartie entre les pays (%)



Demande totale en 2003 = 26,5 Tpi<sup>3</sup>

■ Canada ■ Mexique ■ É.U.

Sources : SENER, Statistique Canada, EIA et RNCAN

La demande de gaz naturel fluctue davantage que la production de gaz naturel, principalement à cause des variations annuelles des conditions climatiques et des besoins en chauffage.

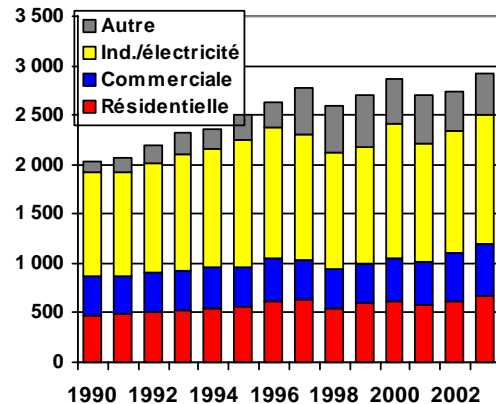
### Canada

La consommation totale de gaz naturel au Canada est passée de 2,0 Tpi<sup>3</sup> à 2,9 Tpi<sup>3</sup> entre 1990 et 2003, pour un taux de croissance annuel moyen de 3,2 p. 100. Les tendances de la demande par secteur sont indiquées à la figure 16 Gpi<sup>3</sup>. La croissance de la demande a été particulièrement solide de 1990 à 1997, sous l'effet d'une demande industrielle à la hausse. Depuis 1997, la demande canadienne de gaz naturel a été plutôt stable.

À l'échelle régionale, l'Alberta et l'Ontario sont les provinces où la demande canadienne de gaz naturel est la plus marquée. En Alberta, où se produit le plus de gaz naturel au Canada, la demande est la plus forte dans le secteur industriel, notamment dans les industries des produits pétrochimiques, du raffinage, de l'exploitation des sables bitumineux, de

l'extraction *in situ* et de la valorisation. L'exploitation des sables bitumineux a consommé environ 219 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel en 2003.

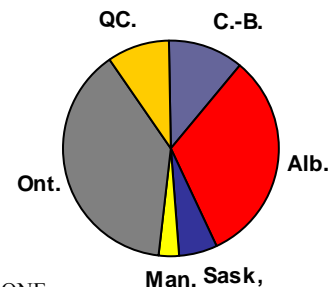
Figure 16. La demande canadienne de gaz naturel, en Gpi<sup>3</sup>



Sources : Statistique Canada et RNCAN

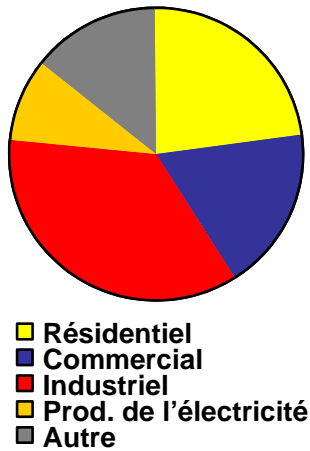
En Ontario, la demande est essentiellement répartie entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Dans l'ensemble du Canada, la répartition sectorielle de la demande de gaz naturel en 2003 était la suivante : 35 p. 100 dans le secteur industriel, 23 p. 100 dans le secteur résidentiel, 14 p. 100 dans d'autres activités (gaz utilisé surtout comme combustible dans les stations de compression des réseaux de gazoducs et pour les besoins de la production), 18 p. 100 dans le secteur commercial et 10 p. 100 dans la production de l'électricité. Gpi<sup>3</sup>

Figure 17a. La demande canadienne de gaz naturel en 2003, par province, en Gpi<sup>3</sup>

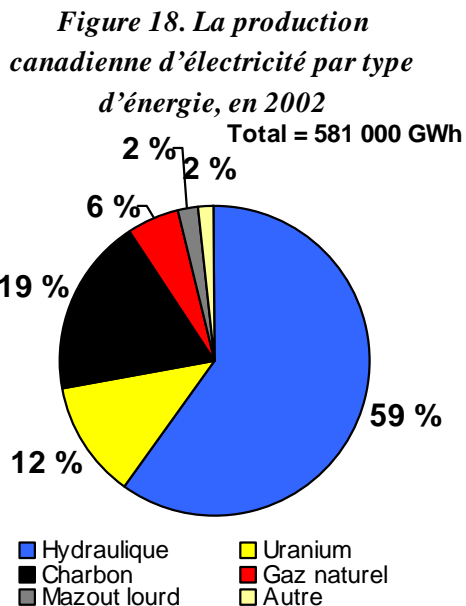


Source: ONE

**Figure 17 b. Répartition de la demande par secteur, en 2003**



Source : ONE



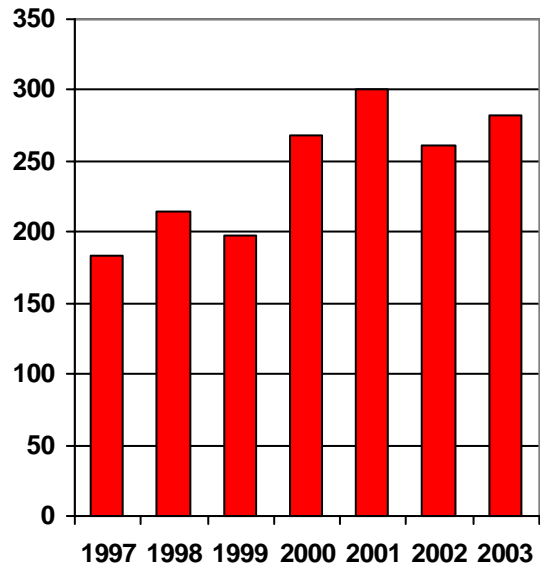
En 2002, le gaz naturel n'intervenait que dans 6 p. 100 de la production d'électricité au Canada<sup>20</sup>. La plupart des centrales sont hydroélectriques, nucléaires (uranium) et au charbon. La production des centrales alimentées en orimulsion est mineure et

<sup>20</sup> Les données de 2003 ne sont pas encore disponibles.

intégrée aux statistiques sur le mazout lourd. Ensemble, l'orimulsion et le mazout lourd représentaient seulement 2 p. 100 de la production d'électricité en 2002.

Les statistiques sur la consommation canadienne de gaz naturel pour la production de l'électricité ne sont disponibles qu'à partir de 1997. Au cours de la période 1997-2003, la demande canadienne de gaz naturel pour produire de l'électricité a augmenté de 53 p. 100, pour une moyenne de 7,6 p. 100 par année.

**Figure 19. Gaz naturel Canadien pour la generation d'electricite Gpi<sup>3</sup>**



Source : RNCan

### Mexique

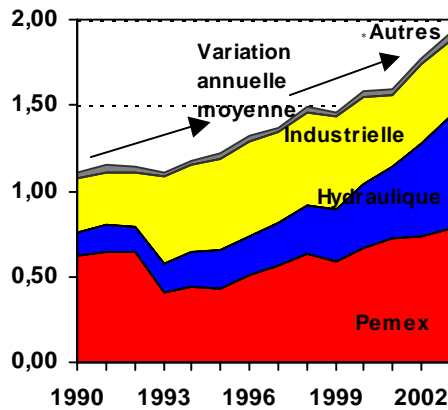
La consommation totale de gaz naturel au Mexique est passée de 1,1 Tpi<sup>3</sup> à 1,9 Tpi<sup>3</sup> de 1990 à 2003, pour un taux de croissance annuel moyen de 4,3 p. 100. Les tendances de la consommation par secteur sont indiquées à la figure 20. Tpi<sup>3</sup>

Au cours de cette période, ce sont les sociétés d'exploitation pétrolière et les compagnies hydroélectriques d'État<sup>21</sup> exerçant leurs

<sup>21</sup> Il existe deux entreprises de services publics au Mexique : la Comision Federal de Electricidad (CFE) et la Luz y Fuerza del

activités sous la supervision directe du gouvernement fédéral qui ont stimulé la croissance de la consommation. En 2003, leur consommation équivalait à presque 80 p. 100 de la consommation totale, cumulant 10 points de pourcentage de plus qu'en 1990. La consommation du secteur de l'électricité tient compte également des producteurs indépendants, qui, en 2003, représentaient le

*Figure 20. La consommation totale de gaz naturel au Mexique par secteur, en Tpi<sup>3</sup>*



tiers du secteur de l'électricité.

La consommation de gaz de Pemex est passée de 627 Gpi<sup>3</sup> à 780 Gpi<sup>3</sup> de 1990 à 2003, pour un taux de croissance moyen de 1,7 p. 100. Pemex Exploración y Producción (PEP) est la filiale qui affiche le niveau de consommation le plus élevé : elle utilise principalement le gaz dans les champs pétrolifères pour améliorer la production du pétrole. Ainsi, la consommation de gaz naturel s'est intensifiée au rythme de l'augmentation de la production.

Le gaz naturel est également utilisé par d'autres filiales de Pemex et dans différents types d'installations industrielles, comme des raffineries, des usines de traitement du gaz, des stations de compression et des usines

pétrochimiques. Cependant, dans ce dernier cas, les niveaux de consommation ont subi une chute vertigineuse, passant de 256 Gpi<sup>3</sup> à 104 Gpi<sup>3</sup> au cours de la période 1990-2003. Ce déclin de 6,7 p. 100 par année en moyenne, a fait contrepoids à la hausse progressive de la demande à d'autres fins au sein de Pemex.

La part de Pemex équivalait à plus de 50 p. 100 de la consommation intérieure de gaz naturel. Elle est cependant passée de 57 p. 100 à 47 p. 100 de 1990 à 2003; le volume fait l'objet d'échanges commerciaux entre les divisions de Pemex aux prix du marché. Les filiales de Pemex reçoivent maintenant les signaux de prix, et elles en tiennent compte dans leurs décisions économiques<sup>22</sup>.

Pemex<sup>23</sup> demeure le premier consommateur de gaz naturel, mais le secteur de la production de l'électricité est le plus dynamique, avec un taux de croissance moyen de 13,0 p. 100. Cet état de fait s'explique par l'utilisation croissante du cycle combiné pour la production de l'électricité, qui, en raison de son efficacité, a accentué la substitution du gaz naturel au mazout, plus particulièrement dans les zones où l'environnement est fragile.

La consommation industrielle privée a augmenté de 0,6 p. 100 par année en moyenne entre 1990 et 2003. La consommation de gaz naturel dans le secteur industriel a affiché une croissance stable entre 1990 et 1999, passant de 0,312 Gpi<sup>3</sup> à 0,373 Gpi<sup>3</sup>. En 2000, la consommation globale de gaz naturel a diminué, en raison d'une diminution des besoins dans les industries des produits chimiques, du fer et de l'acier. Les principaux consommateurs de gaz naturel ont été touchés par la hausse des prix de 2001; la consommation a alors baissé à 0,306 Gpi<sup>3</sup>. En

Centro (LFC). La première a le mandat de produire de l'électricité partout au pays, alors que la LFC gère le plus gros réseau de distribution au centre du pays, y compris dans l'aire métropolitaine de Mexico.

<sup>22</sup> Un bon exemple en ce sens est l'initiative lancée par Pemex Exploración y Producción en vue de construire une usine de produits azotés pour utiliser l'azote à la place du gaz naturel dans l'amélioration de la production pétrolifère. Cette usine, qui a commencé à exercer ses activités en mai 2000, possède une capacité totale de 1 200 Mpi<sup>3</sup> par jour. Elle livre de l'azote au champ pétrolifère de Cantarell. Compte tenu des prix actuels du gaz naturel, il est manifeste que son choix était avisé.

<sup>23</sup> La consommation des quatre filiales de Pemex est comprise.

2003, les effets du ralentissement économique en Amérique du Nord et l'instabilité des prix au mois de mars se sont fait sentir sur la capacité de production du secteur industriel mexicain, qui affichait alors une demande de 0,440 Gpi<sup>3</sup>.

La diminution de la consommation dans les usines de Pemex Petroquímica<sup>24</sup> est imputable à plusieurs facteurs à la fois, entre autres l'élimination des subventions visant à reconnaître le coût de renonciation du gaz dans les prix; la crise sur les marchés internationaux de l'ammoniaque pendant la deuxième moitié des années 1990 (qui a entraîné une chute spectaculaire des prix de l'ammoniaque, confinant les usines de Pemex à une position non concurrentielle); l'incertitude des efforts de privatisation de l'industrie pétrochimique, déployés en vain; le manque d'investissement privé. De plus, la pétrochimie est le seul secteur d'activité de Pemex qui fait face à une concurrence directe sur les marchés intérieur et international. La part de marché de Pemex Petroquímica a considérablement diminué, et ce, pour l'ensemble de ses produits.

Le secteur résidentiel et celui des services obtiennent une petite part du marché national, en moyenne seulement 2 p. 100, en raison des lacunes du réseau de distribution. Ces secteurs ont connu un taux de croissance annuel moyen de 1,0 p. 100 entre 1990 et 2003.

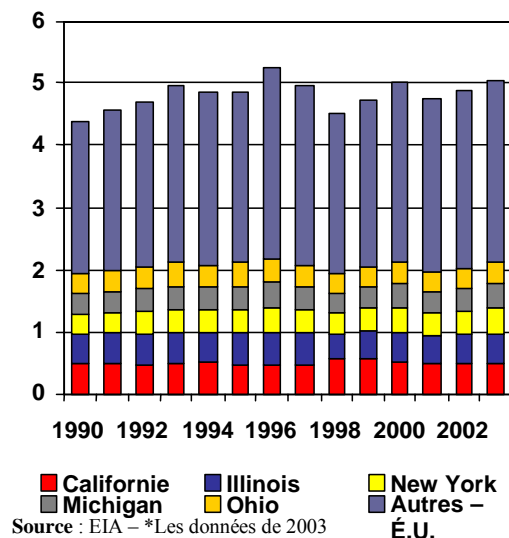
En 1999, le secteur des transports a commencé à consommer de petites quantités de gaz naturel comprimé (GNC). À l'heure actuelle, on recense quatre stations utilisant du GNC dans la vallée de l'aire métropolitaine de Mexico, et une autre dans le nord-est du pays. Le coût de la technologie permettant de convertir les véhicules reste élevé. La consommation de GNC dans ce secteur est passée de 0,007 Gpi<sup>3</sup> à 0,83 Gpi<sup>3</sup> de 1999 à 2003.

<sup>24</sup> La consommation de Pemex Petroquímica est comprise dans le secteur industriel.

### États-Unis

La consommation totale de gaz naturel aux É.-U. est passée de 19,2 Tpi<sup>3</sup> à 23,0 Tpi<sup>3</sup> de 1990 à 2002, pour une augmentation totale de 3,8 Tpi<sup>3</sup> ou de 20 p. 100, ou un taux de croissance moyen de la demande de 1,5 p. 100 par année. Environ 64 p. 100 de cette augmentation provient du secteur de la production de l'électricité. Les tendances de la consommation de gaz naturel par secteur sont indiquées aux figures 21 à 24. Tpi<sup>3</sup>

*Figure 21. La consommation résidentielle de gaz naturel aux É.-U., en Tpi<sup>3</sup> (gaz sec)*



La consommation finale de gaz correspond au gaz consommé dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel ainsi que pour la production de l'électricité. La consommation des pipelines et des champs n'est pas comprise dans ces chiffres.

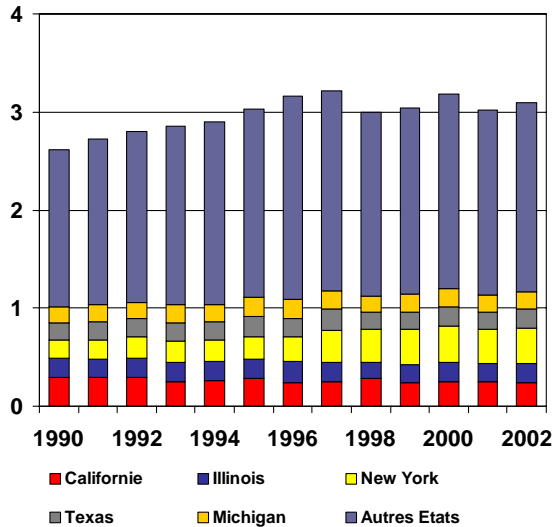
Contrairement à la production de gaz naturel, concentrée dans quelques États américains, la consommation de gaz naturel est répartie beaucoup plus largement sur le plan géographique, comme l'illustrent les figures 21 à 24.

En 2002, les cinq États consommant le plus de gaz représentaient seulement 45 p. 100 de la

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

consommation finale totale. En 2002, les autres États consommant beaucoup de gaz étaient les suivants : le Michigan avec 926 Gpi<sup>3</sup>, l'Ohio avec 815 Gpi<sup>3</sup>, la Floride avec 691 Gpi<sup>3</sup>, la Pennsylvanie avec 631 Gpi<sup>3</sup> et le New Jersey avec 597 Gpi<sup>3</sup>.

**Figure 22. La consommation commerciale de gaz naturel aux États-Unis, en Tpi<sup>3</sup>**

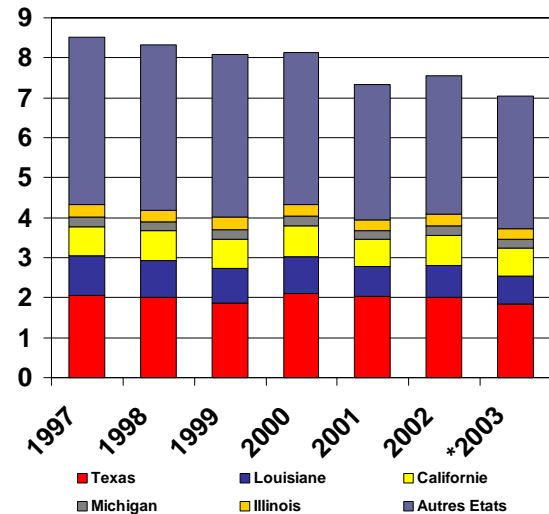


Comme la consommation résidentielle de gaz naturel aux États-Unis est principalement destinée au chauffage, les conditions météorologiques hivernales déterminent largement les volumes de gaz consommés par région. Aussi note-t-on une fluctuation annuelle importante des courbes de consommation dans ce secteur final. Les États où l'on consomme le plus de gaz dans le secteur résidentiel sont la Californie, l'Illinois, New York, le Michigan et l'Ohio. En 2002, d'autres États affichaient une forte consommation résidentielle : la Pennsylvanie avec 239 Gpi<sup>3</sup>, le New Jersey avec 210 Gpi<sup>3</sup>, le Texas avec 210 Gpi<sup>3</sup>, le Wisconsin avec 137 Gpi<sup>3</sup> et le Minnesota avec 135 Gpi<sup>3</sup>.

Parmi les quatre secteurs de consommation finale, c'est dans le secteur commercial que la demande est le plus largement répartie. Les cinq États consommant le plus dans ce secteur sont la Californie, l'Illinois, New York, le Texas et le Michigan – qui ne comptaient que

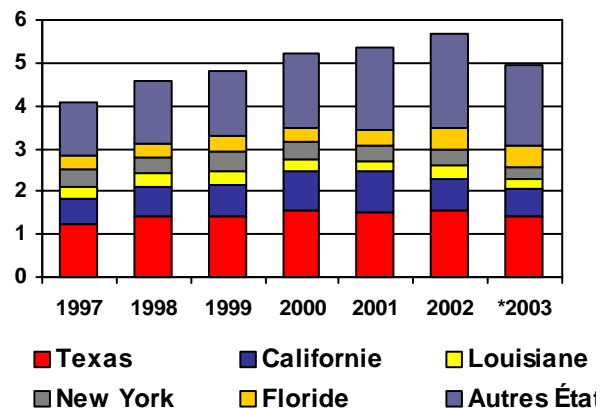
pour environ 38 p. 100 de la consommation totale de gaz naturel dans le secteur commercial américain. En 2002, d'autres États affichant une importante consommation commerciale se sont ajoutés, entre autres l'Ohio avec 163 Gpi<sup>3</sup>, le New Jersey avec 146 Gpi<sup>3</sup>, la Pennsylvanie avec 136 Gpi<sup>3</sup>, le Minnesota avec 104 Gpi<sup>3</sup> et l'Indiana avec 82 Gpi<sup>3</sup>.

**Figure 23. La consommation industrielle de gaz naturel aux États-Unis, en Tpi<sup>3</sup>**



Source: EIA  
\*Les données de 2003 sont provisoires.

**Figure 24. La consommation américaine de gaz naturel pour la production de l'électricité, en Tpi<sup>3</sup>**



Une grande partie du gaz utilisé dans le secteur industriel aux É.-U. est consommée près des champs de production de gaz. En raison des coûts de transport, les installations industrielles situées près du point de production peuvent obtenir le gaz à des prix moins élevés que les usines de fabrication plus éloignées. Un autre avantage est la souplesse considérable que donne aux gros consommateurs industriels le réseau étendu de pipelines qui transporte le gaz dans leur région de production. Aussi, les faibles coûts de transport d'autres facteurs ont fait que le Texas et la Louisiane représentaient à eux deux 37 p. 100 de la consommation industrielle totale des États-Unis en 2002.

En 2002, la hausse des prix du gaz naturel et la récession économique ont fait chuter la consommation industrielle de gaz. De fait, celle-ci n'était plus que de 7,6 Tpi<sup>3</sup> en 2002, soit 12 p. 100 de moins que le niveau de consommation industrielle atteint en 1995, qui était de 8,6 Tpi<sup>3</sup>. En 2002, les autres États se distinguant par une forte consommation industrielle importante du gaz étaient l'Ohio avec 308 Gpi<sup>3</sup>, l'Indiana avec 259 Gpi<sup>3</sup>, la Pennsylvanie avec 205 Gpi<sup>3</sup>, l'Alabama avec 157 Gpi<sup>3</sup> et l'Oklahoma avec 126 Gpi<sup>3</sup>.

À l'instar de la consommation industrielle, le gaz utilisé dans le secteur de la production de l'électricité est consommé en majeure partie à proximité des points de production, plus particulièrement au Texas et en Louisiane. En 2002, ces deux États comptaient pour 33 p. 100 de la consommation de gaz à des fins de production d'électricité. Entre 1990 et 2002, la plus forte augmentation de la consommation de gaz dans ce secteur s'est produite à l'extérieur des cinq principaux États, désignés dans la figure comme les « autres États ».

La plus forte croissance de la consommation de gaz s'est produite entre 1990 et 2002 dans le secteur de la production de l'électricité. Durant cette période, la consommation de gaz s'est accrue de 75 p. 100, passant de 3,2 Tpi<sup>3</sup> à 5,7 Tpi<sup>3</sup> de 1990 à 2002. Cette augmentation

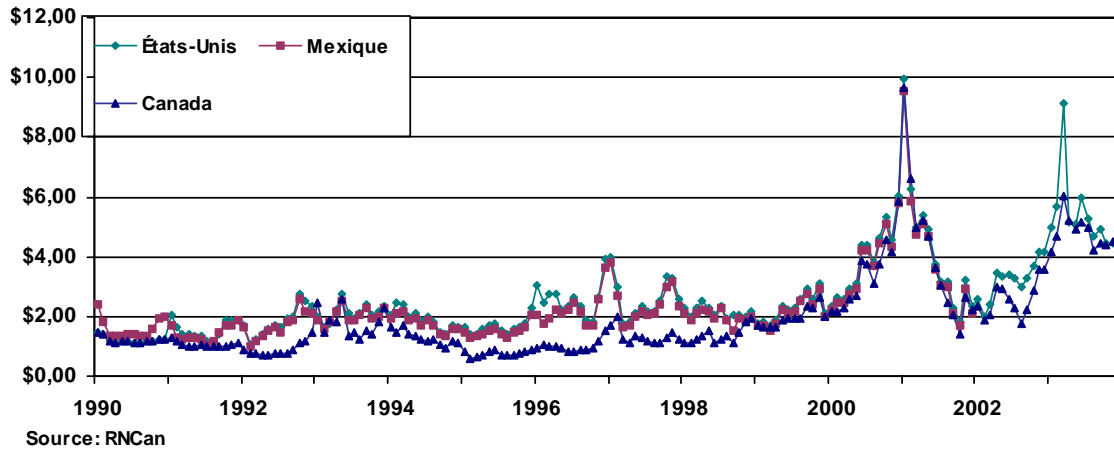
s'explique par le fait que la plupart des nouvelles centrales électriques construites aux É.-U. durant cette période fonctionnent au gaz naturel.

### **PRIX**

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord, qui étaient déjà plus ou moins reliés, ont commencé à converger en 1999 sous l'effet de l'interrelation croissante des marchés. Depuis lors, ils se suivent. Cette tendance est demeurée soutenue, malgré les pressions des marchés régionaux. Malheureusement, cette interrelation des marchés n'a pas aidé à diminuer l'instabilité des prix constatée depuis le milieu des années 1990. Imputable à un resserrement de l'offre et de la demande, cette instabilité s'est traduite par des prix aussi élevés que 10 \$US/MBtu, puis aussi bas que 2 \$US/MBtu.

De multiples facteurs expliquent la hausse des prix survenue à la fin de 2000, y compris la faible croissance de l'offre, une demande tributaire des conditions météorologiques, les prix élevés du pétrole brut et la faiblesse des stocks de gaz naturel. La hausse des prix a eu deux effets : elle a incité les producteurs à forer davantage de puits et amené les consommateurs à considérer d'autres sources d'énergie pour répondre à leurs besoins. Ces effets contradictoires ont entraîné une augmentation de l'offre et une diminution de la demande, qui, à leur tour, ont fait reculer les prix à des niveaux historiques, en 2002. Cependant, depuis 2003, les prix ont de nouveau monté, encore une fois en raison d'une conjugaison de facteurs, notamment une demande forte, une faible croissance de l'offre ainsi que les prix élevés du pétrole brut sur les marchés mondiaux.

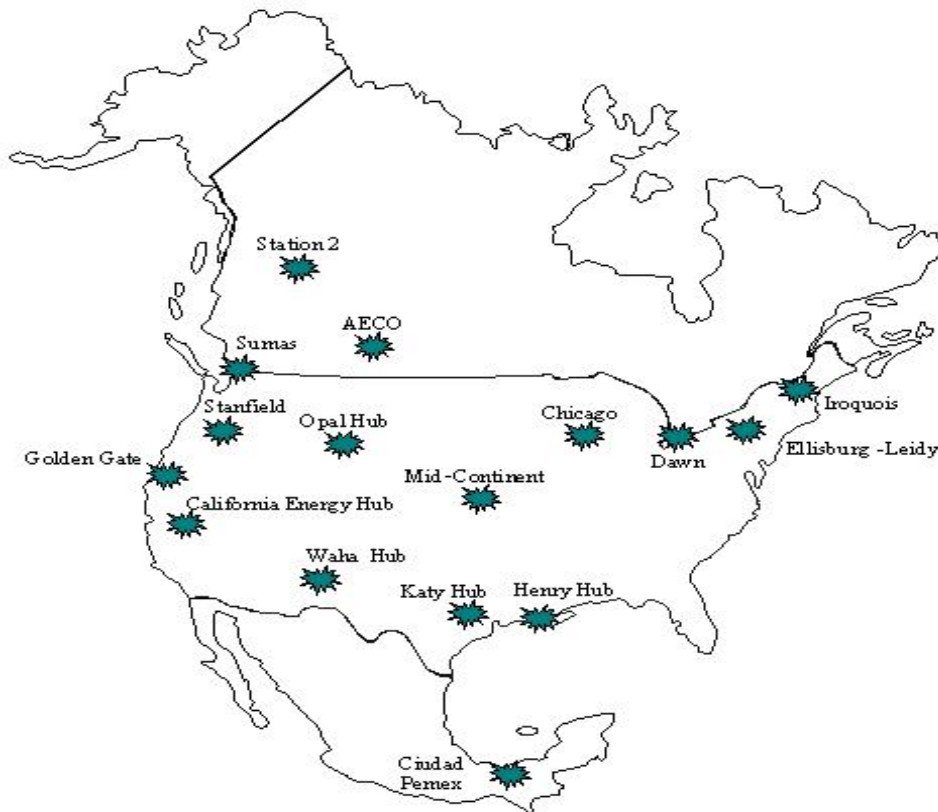
Figure 25. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord



L'implantation de centres et de carrefours commerciaux est assez récente sur le marché du gaz naturel. Ces centres ont évolué depuis la fin des années 1980, dans la foulée de la restructuration du marché. Ils ont apporté des

services nouveaux et uniques qui ont contribué à accélérer et à améliorer le processus global de transport du gaz. Ainsi, de nombreux centres ont commencé à offrir un accès par Internet aux plates-formes de négociation et

Figure 26. Les centres et carrefours de l'Amérique du Nord



Source: Petroleum Encyclopedia, Oil and Gas Journal

aux programmes de libération de capacité, en plus de fournir des services de transfert des titres entre les parties qui achètent, vendent ou transfèrent leur gaz par leur intermédiaire. La figure 26 présente certains des principaux centres et carrefours commerciaux.

### Canada

#### *Principaux points d'établissement des prix*

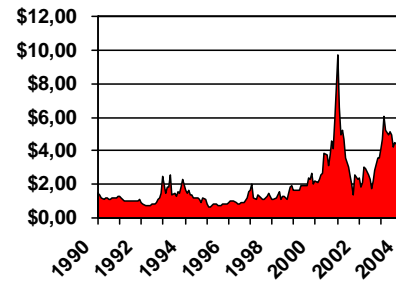
Il est important de définir les points où les prix du gaz naturel sont proposés. Les prix sont communément indiqués à la sortie de l'usine de transformation ou à certains points situés le long des réseaux de pipelines. Au Canada, le plus important point d'établissement des prix est le marché albertain, qu'on appelle aussi le marché NIT ou le marché AECO<sup>25</sup>. Lorsque les producteurs acheminent le gaz naturel par le réseau TransCanada Pipelines de l'Alberta, ils l'offrent à un vaste éventail d'acheteurs. Le prix du gaz livré sur le marché albertain est le plus fréquemment cité pour fixer le prix du gaz naturel offert au Canada. Le gaz naturel peut être acheté pour une journée, un mois ou davantage. Outre le marché, les autres principaux points d'établissement des prix du gaz naturel au Canada sont la Station 2, le long du pipeline de la côte ouest en Colombie-Britannique, Sumas/Huntington (également le long du pipeline de la côte ouest) et le carrefour de Dawn, en Ontario.)

#### *Fixation des prix*

Les prix des produits du gaz naturel à l'un des points d'établissement des prix ci-dessus ne sont pas réglementés. Ils sont déterminés tous les jours, toutes les heures ou tous les mois par les lois de l'offre et de la demande. Au Canada, la dernière réglementation des prix des produits issus du gaz naturel remonte à 1985; depuis, les prix sont déterminés par le marché. Les prix proposés à l'utilisateur final

<sup>25</sup> Le réseau de l'Alberta porte également le nom de « Nova Gas Transmission Ltd. » ou « NGTL ». « NIT » signifie « Nova Inventory Transfer ». « AECO » fait référence à une installation de stockage située dans le sud-est de l'Alberta, le long du réseau de l'Alberta. Les prix fixés à l'intérieur de l'Alberta (Intra-Alberta) ou les prix NIT ou AECO s'équivalent : ce sont les prix du marché du gaz naturel dans le réseau de l'Alberta.

Figure 27. Les prix du gaz naturel au Canada (\$US/MBtu)



correspondent à la somme du coût du produit (par exemple, le prix fixé à l'intérieur de l'Alberta), du coût de transport par pipeline et du coût de distribution. Ces deux derniers éléments sont réglementés. L'Office national de l'énergie réglemente les tarifs du transport par pipeline entre les provinces, alors que les gouvernements provinciaux fixent les tarifs de la distribution.

#### *Dynamique des prix de 1990 à 2001*

Avant 1985, sous un régime de réglementation, les exportations canadiennes de gaz naturel étaient limitées par le calcul de l'excédent. Cette mesure forçait les exportateurs à prouver que le Canada possédait des réserves équivalentes à 25 fois la demande annuelle canadienne<sup>26</sup> (cette proportion a ensuite été diminuée à 15 fois) avant d'obtenir un permis d'exportation. Au début des années 1990, les effets de la déréglementation étaient encore palpables sur les marchés canadiens du gaz naturel. L'élimination du calcul de l'excédent a permis aux producteurs d'exporter plus de gaz naturel et de produire davantage. De plus, l'existence de vastes réserves prouvées supposait que la production pouvait augmenter rapidement. Cependant, l'augmentation de la production de gaz naturel a plutôt créé un excédent dans les régions productrices de l'Ouest du Canada. Le

<sup>26</sup> La formule exigeait que le Canada possède des réserves équivalentes à 25 fois la demande canadienne annuelle, en plus de tenir compte de la quantité maximale de gaz qu'il était permis d'exporter conformément aux règles de l'Office national de l'énergie.



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

gaz excédentaire ne pouvait être exporté, car les pipelines d'exportation étaient déjà exploités à capacité. C'est la raison pour laquelle la production excédentaire de gaz a inondé les marchés locaux du gaz naturel, faisant baisser le prix du gigajoule<sup>27</sup> à 1 \$CAN.

La baisse des prix canadiens est survenue à un moment où les prix offerts sur les marchés adjacents des É.-U. étaient beaucoup plus élevés, d'où les importants écarts de prix entre les deux pays. Les marchés canadien et américain du gaz naturel n'étaient pas complètement intégrés, en raison du manque de pipelines capables d'assurer le transport entre les deux pays.

Les larges écarts de prix ont incité des intervenants du marché à accroître la capacité des pipelines. Plusieurs projets d'envergure en ce sens ont été réalisés au cours des années 1990, y compris la prolongation du réseau TransCanada Pipelines. Le projet de pipeline Alliance a été achevé en 2000.

En 1998, la capacité pipelinère était suffisante pour résorber la production excédentaire de gaz naturel dans l'Ouest du Canada, à l'échelle locale. Les marchés canadien et américain du gaz naturel ont ainsi été reliés. Depuis 1998, les prix du gaz naturel évoluent généralement au même rythme dans les deux pays.

### Mexique

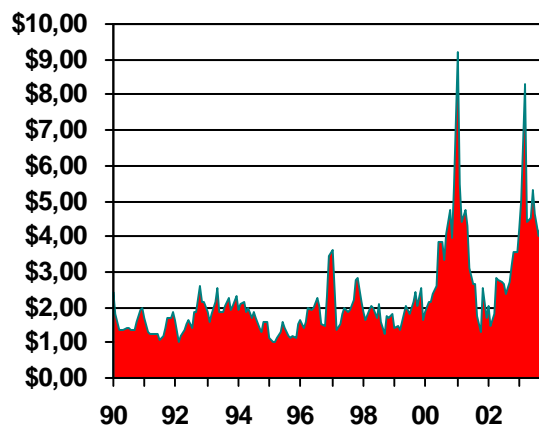
Depuis le début des années 1990, les prix mexicains suivent de très près ceux des É.-U., ou le prix NYMEX, car ils sont indexés en fonction des prix américains en vertu de la réglementation.

### *Principaux points d'établissement des prix*

Le principal point d'établissement des prix mexicains se situe dans la région productrice de *Ciudad Pemex*, en bordure du golfe du Mexique, dans le sud du pays.

En 1991, un comité responsable des prix des produits pétroliers et du gaz naturel a établi une méthode pour déterminer les prix du gaz naturel national en fonction des rentrées nettes. Cette méthode compare les prix mexicains du gaz avec ceux en vigueur dans le sud du Texas, aux É.-U.

*Figure 28. Les prix du gaz naturel au Mexique*



Source : Sener Note : Les prix mexicains de 1990 à 1995 correspondent à la moyenne des prix fournis par TETCO et P G&E. Après 1995, les prix de Ciudad Pemex sont utilisés.

La méthode basée sur les rentrées nettes en vigueur au Mexique utilise les prix établis dans le sud du Texas comme référence, puis y ajoute les coûts de transport nets entre cette région et Ciudad Pemex, dans le sud-est du Mexique, où se produit la plus grande part de gaz associé au pays.

Dans cette méthode, le point où coïncident le flux du gaz importé du nord et du gaz produit au pays avec la production de gaz au sud est appelé le « point d'arbitrage ». Aussi, le prix du gaz naturel au Mexique correspond à la somme du prix de référence au Texas et du coût de transport de la frontière au point d'arbitrage, à laquelle on soustrait le coût de transport de ce point à Ciudad Pemex. Les prix plus élevés qu'a connus le Mexique durant la période 1995-2003 étaient surtout attribuables aux tendances en cours sur les marchés américains.

<sup>27</sup> 1 gigajoule = 0,28 MWh.

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

### *Dynamique des prix de 1990 à 2003*

Entre 1990 et 2000, les prix du gaz naturel ont été relativement stables, à part des hausses à l'hiver 1997. Les prix moyens étaient constamment inférieurs à 3,8 \$US/MBtu.

Au cours de 2001, les prix ont atteint leur niveau le plus élevé depuis des années. Pour éviter leur fluctuation, le gouvernement mexicain a mis en place un mécanisme de réglementation au milieu de l'année. Ce mécanisme a permis de fixer les prix à 4 \$US/MBtu pendant trois ans. Les compagnies de transport et de distribution ont ainsi été en mesure d'acheter leur gaz naturel à ce prix, n'ayant pas à subir l'instabilité vécue sur les marchés américains.

L'instabilité des prix sur le marché américain du gaz naturel a perduré en 2002 et en 2003. En décembre 2002, les prix au comptant ont connu une tendance à la hausse, qui s'est maintenue au cours des mois suivants. En raison de ce comportement, le panier des indices mensuels a atteint 8,71 \$US/MBtu

dans le sud du Texas, en mars<sup>28</sup>.

Le comportement du gaz naturel sur le marché était en partie imputable au mauvais temps subi dans diverses régions aux É.-U. Ces conditions météorologiques se sont traduites par une augmentation importante de gaz naturel à des fins de chauffage, qui a entraîné une baisse des stocks en gaz en deçà des niveaux moyens des années précédentes. Elles ont aussi eu pour effet de créer de l'instabilité et de la méfiance sur le marché, qui ont donné lieu à des spéculations à la fois sur le marché matériel et les marchés futurs, d'où la volatilité croissante des prix. De plus, les marchés internationaux de l'énergie ont été touchés par les conflits au Moyen-Orient.

En décembre 2003, le régime de couverture «4x3» a pris fin. Celui-ci a permis de stabiliser les prix du gaz naturel à environ 4 \$US/MBtu pendant trois ans. Une résolution rendue par la CRE est actuellement appliquée pour permettre aux distributeurs de gaz naturel de tenir compte des ajustements découlant de l'utilisation d'instruments de couverture

Figure 29. Le mécanisme des rentrées nettes



Source: SENER

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

financière dans leur prix d'acquisition maximal. Ces ajustements seront en vigueur jusqu'au moins décembre 2006.

De plus, en raison de l'incertitude liée au niveau de prix futur du gaz naturel, Pemex et le ministère de l'Énergie ont décidé, en novembre 2003, de proposer à leurs clients deux formes de couvertures supplémentaires, en plus des autres normalement offertes.

Grâce à ces mesures, Pemex assure une couverture à 50 p.100 de sa clientèle industrielle et de distribution pour la période 2004-2006. De plus, d'autres acheteurs de gaz ont choisi d'autres compagnies pour mener leurs opérations de couverture.

Ces mesures visent à prémunir les services résidentiels et commerciaux, les services de distribution ainsi que les utilisateurs industriels contre la fluctuation des prix du gaz naturel, plus particulièrement ceux qui n'ont pas accès à des instruments financiers pour atténuer les effets de la volatilité des prix.

### États-Unis

#### *Principaux points d'établissement des prix*

Aux É.-U., c'est la presse spécialisée dans l'industrie du gaz qui indique les prix du gaz naturel pour les opérations au comptant qui se produisent dans les centres commerciaux du gaz. Les centres commerciaux du gaz naturel se trouvent habituellement aux points de connexion de deux pipelines ou plus. Le transfert de propriété du gaz entre les acheteurs et les vendeurs a lieu dans ces centres commerciaux, lorsque le gaz passe d'un réseau de pipelines à l'autre. Le commerce intensif du gaz dans ces centres a fait des prix de transaction rapportés par la presse les références à suivre pour établir la valeur du gaz produit et consommé dans la région environnante.)

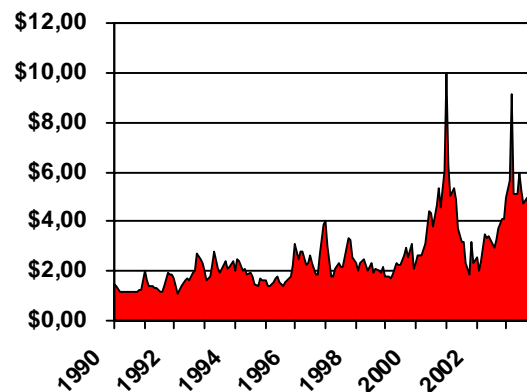
Le Henry Hub, en Louisiane, est devenu la première référence comparative pour l'établissement des prix du gaz. Le New York

Mercantile Exchange (NYMEX) utilise ce carrefour comme point de livraison pour les contrats à terme de gaz naturel. Le gaz naturel acheté et vendu au carrefour Henry peut être transféré vers environ 30 pipelines, qui fournissent un accès aux principaux marchés du gaz dans l'est des É.-U.

#### *Fixation des prix*

Depuis l'adoption de la *Wellhead Decontrol Act* de 1989, aux É.-U., la loi de l'offre et de la demande détermine les prix du gaz à la tête du puits. Les tarifs du gaz livré par pipeline à l'intérieur d'un État ou entre les États dans le cadre de services de transport garantis sont

Figure 30. Les prix américains du gaz naturel (\$US/MBtu)



Source: Canadian Natural Gas Focus

réglementés par l'État ou le gouvernement fédéral, respectivement. Les organismes de réglementation fixent le tarif maximal que peuvent demander les sociétés pipelinières, en fonction du coût de fourniture des services de transport du gaz<sup>29</sup>. De façon similaire, chaque État réglemente les tarifs des services offerts par les compagnies de distribution locales. Aussi, le prix payé par les consommateurs de gaz est une combinaison des prix non réglementés à la tête du puits et des tarifs réglementés du transport et de la distribution.

<sup>29</sup> Ces organismes de réglementation peuvent également permettre aux propriétaires de pipelines de fixer les prix en fonction du marché, s'il est prouvé que leurs marchés sont assez concurrentiels pour ne pas justifier une réglementation des tarifs.

# Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

## Dynamique des prix de 1990 à 2002

Les prix en vigueur sur le marché du gaz naturel reflètent dans une large mesure la situation provisoire de l'offre et de la demande, comme les conditions météorologiques et les niveaux d'inventaire en stock. Comme l'offre et la demande de gaz naturel sont relativement inélastiques quant aux prix à court terme, il faut parfois apporter d'importants changements aux prix pour les équilibrer. C'est pourquoi les prix du gaz peuvent être assez instables, comme en a fait foi le comportement des prix ces derniers temps.

## INFRASTRUCTURE

Les modes de livraison et de stockage sont des éléments essentiels à considérer pour faire du

leur rendement sur le marché et, par le fait même, accentuer la croissance du marché. Cette obligation était particulièrement manifeste pour les pays de l'Amérique du Nord, où les importations, la déréglementation et la concurrence ont entraîné une hausse de la demande de mécanismes de transport plus souples.

Au cours des dix dernières années, beaucoup d'efforts de construction ont été déployés pour mettre en place des systèmes de distribution et de transport à l'échelle mondiale. Le marché nord-américain du gaz naturel est devenu une industrie fonctionnant dans un environnement commercial plus ouvert. La libéralisation du commerce, en vertu de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA), et l'intégration du Mexique au marché continental du gaz naturel ont favorisé la création d'un marché de plus en plus



gaz naturel une source d'énergie économique. Sans cesse plus concurrentiel, le marché mondial du gaz naturel a forcé les pays à accroître leur capacité de stockage de gaz naturel, à la fois pour s'assurer un approvisionnement en combustible, améliorer

interdépendant et concurrentiel dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord.

## Canada

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

Le marché canadien du gaz naturel est desservi par plusieurs pipelines importants, qui sont également reliés aux gazoducs américains. La société TransCanada Pipelines Limited (TCPL ou TransCanada) compte parmi les plus gros transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord. Sur le plan de la quantité de gaz transporté, le plus important réseau de pipelines est celui de TransCanada en Alberta, qui, en 2003, pouvait transporter plus de 10,6 milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>) de gaz naturel par jour. Sur le plan de la distance totale parcourue, c'est le réseau de TransCanada, dont les pipelines couvrent environ 37 580 km au Canada, qui mène le peloton.

### **Propriété**

Tous les pipelines de transport, qu'ils soient intraprovinciaux ou interprovinciaux, appartiennent à des compagnies ouvertes au public et sont exploités par celles-ci, à l'exception du gazoduc de la Saskatchewan. La compagnie saskatchewanaise TransGas Limited est une société d'État provinciale créée en vertu de la *SaskEnergy Act*.

### **Réseau de pipelines**

Au Canada, des pipelines couvrant environ 80 000 km transportent le gaz naturel des usines de transformation aux régions consommatrices et aux points d'exportation sur la frontière internationale.

Il existe neuf grandes compagnies pipelinières spécialisées dans le transport du gaz naturel au Canada. Il s'agit de (d'ouest en est) :

1. Duke Energy Gas Transmission (DEGT);
2. Trans-Canada Pipelines Limited (Trans-Canada);
  - a. le réseau de la C.-B.;
  - b. le réseau de l'Alberta;
  - c. le réseau principal canadien;
3. Foothills Pipe Lines Limited (Foothills);
  - a. le sud de la C.-B.;
  - b. l'Alberta;
  - c. la Saskatchewan;
4. Alliance Pipeline Limited (Alliance);
5. TransGas Limited (TransGas);
6. Vector Pipeline (Vector);
7. Union Gas Limited (Dawn/Trafalgar);
8. Trans-Québec and Maritimes Gazoduc Inc. (TQM);
9. Maritimes and Northeast Pipeline (MNP).

L'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques représente les compagnies pipelinières du Canada. Elle défend les intérêts de sept des neuf plus grandes compagnies pipelinières spécialisées dans le transport du gaz naturel au Canada : DEGT, Trans-Canada, Foothills, Alliance, Trans-Gas, TQM et MNP. Certaines compagnies pipelinières canadiennes sont également des membres actives de l'Association canadienne du gaz (ACG), qui défend aussi leurs intérêts au besoin.

### **Capacité**

La capacité d'un pipeline se définit ainsi : le débit maximal de gaz naturel pour lequel un réseau de pipelines, ou une partie de celui-ci, a été conçu ou construit, sans restriction par rapport aux conditions de service en vigueur, pendant une période déterminée. Les gazoducs canadiens transportent en moyenne 16,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel vers les marchés du Canada et des É.-U. Leur capacité réelle est légèrement supérieure.

### Débit des pipelines

Le réseau de pipelines du pays transporte la quasi-totalité de la production canadienne de gaz naturel, des régions productrices aux marchés de l'ensemble du Canada et des É.-U. En 2003, environ 6 024 Gpi<sup>3</sup> (en moyenne 16,5 Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz naturel ont été produits et distribués par le réseau canadien de gazoducs. Plus de la moitié de la production canadienne de gaz a été exportée vers les É.-U.

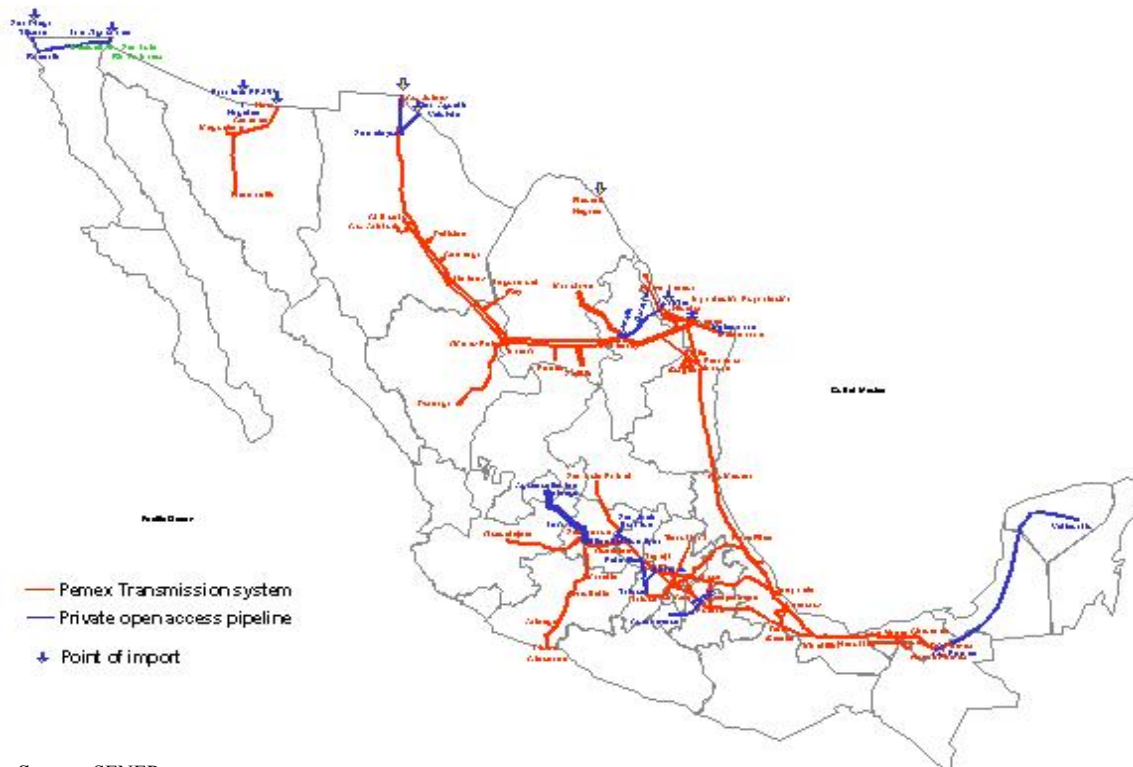
### Mexique

Le Mexique a fait des progrès rapides pour ouvrir au secteur privé la distribution, le transport, le stockage et la commercialisation du gaz naturel. Les efforts en ce sens ont débuté en mai 1995, avec une loi permettant l'investissement privé dans le transport, la distribution et le stockage du gaz naturel, en plus d'offrir à des sociétés privées la possibilité d'importer et d'exporter du gaz naturel. Il a fallu élargir considérablement l'infrastructure en place pour transporter le

gaz destiné à la production de l'électricité et fournir un accès au marché résidentiel. Le secteur privé est responsable d'une grande part de cette expansion. Les projets proposés pour accroître la capacité pipelinère le long de la frontière américano-mexicaine témoignent de l'intérêt croissant des entreprises américaines pour l'intensification de leurs échanges avec le Mexique.

La plus grande partie du réseau de transport est possédée et exploitée par Pemex, qui détenait le monopole des services de transport jusqu'en 1995. Au cours de la période 1995-2003, la CRE a délivré 100 permis pour le transport du gaz par des pipelines à haute pression couvrant plus de 11 481 km, capables de transporter 5 568 Gpi<sup>3</sup>/an ou 15 255 Mpi<sup>3</sup>/j. De ce nombre, 16 permis ont été accordés pour des pipelines couvrant 10 864 km, exploités dans le cadre d'un régime de libre accès, pour une capacité annuelle de 3 929 Gpi<sup>3</sup> (10 765 Mpi<sup>3</sup>/j) ou 71 p. 100 de la capacité de transport totale, et 84 autres ont été délivrés pour des pipelines courts couvrant

Figure 32. Principaux gazoducs mexicains



Source: SENER

617 km, que les entreprises industrielles utilisent pour leurs fins, et dont la capacité annuelle s'élève à 1 639 Gpi<sup>3</sup> (4 490 Mpi<sup>3</sup>/j) ou 29 p. 100 de la capacité de transport totale.

Pemex a obtenu 2 des 16 permis délivrés sur le tronçon exploité dans le cadre du régime de libre accès, pour des pipelines couvrant 9 043 km ou 83 p. 100 du réseau sur le plan de la distance parcourue, et 1 904 Gpi<sup>3</sup> (5 217 Mpi<sup>3</sup>/j) ou 48 p. 100 du réseau sur le plan de la capacité.

### *Les réseaux de pipelines de PGPB*

Avant la réforme de 1995, Pemex était une société verticalement intégrée qui contrôlait le transport et les aspects commerciaux des principaux réseaux de distribution. Cependant, au cours des dernières années, elle s'est complètement retirée du secteur de la distribution, vendant ses actifs à des investisseurs privés. En plus de l'exclusivité en amont, Pemex possède le principal réseau de pipelines au pays ainsi qu'un autre pipeline local relativement petit sur la frontière nord-ouest : Naco-Hermosillo. Elle compte neuf stations de compression, plus précisément quatre dans le sud et cinq dans le nord du pays. Sa capacité de compression actuelle est de 324 860 hPa, et sa capacité de transport totale s'élève à 1 860 Gpi<sup>3</sup> (5 096 Mpi<sup>3</sup>/j).

### *Infrastructure pipelinière privée*

Depuis 1995, année durant laquelle on a autorisé la participation privée, de nouveaux pipelines sont entrés en service. Ces pipelines ne sont pas en concurrence directe avec ceux de PGPB. Cependant, ils aident à éliminer la congestion. Le réseau Energia Mayakan est le plus important d'entre eux, transportant 710 km de Ciudad Pemex à Mérida, dans la péninsule du Yucatan. Il a été construit pour approvisionner en gaz naturel la centrale à cycle combiné Mérida III, qui est la propriété de producteurs d'électricité indépendants. Par ailleurs, le pipeline de Tamaulipas possède une capacité de 1 000 Mpi<sup>3</sup>/j; le pipeline de Kinder Morgan Monterrey a une capacité de

424 Mpi<sup>3</sup>/j; le Gasoductos del Rio offre une capacité de 330 Mpi<sup>3</sup>/j.

### *Pipelines transfrontaliers*

Avant 1995, il existait sept points d'interconnexion sur la frontière américano-mexicaine. Le commerce du gaz naturel était restreint, mais il fournissait un outil important pour équilibrer l'offre et la demande. Depuis, huit nouveaux points d'interconnexion se sont ajoutés pour accroître la capacité disponible pour les importations des É.-U. Les quinze points d'interconnexion actuels assurent une capacité de 3 387 Gpi<sup>3</sup>/j.

### *Réseaux de distribution locaux*

Au cours des dix dernières années, des réseaux de distribution ont été construits et exploités par des compagnies d'envergure mondiale qui se spécialisent dans le développement de l'infrastructure énergétique. À la cinquième année d'exploitation, les promesses d'investissement totalisaient 921 M\$US. En 1996, la CRE, organisme de réglementation mexicain, a commencé à faire des appels d'offres publics pour délivrer des permis de distribution dans les principales zones urbaines du pays. Des compagnies privées se sont alors montrées intéressées, et 21 permis ont été délivrés. Durant les premières années d'exploitation, les plans d'affaires des CDL annonçaient la construction de pipelines couvrant 28 041 km pour desservir 2,3 millions d'utilisateurs. La plus importante compagnie de distribution est Gas Natural México, qui détient sept permis pour produire 450 Mpi<sup>3</sup>/j ou 30 p. 100 de la capacité de distribution. La compagnie qui la talonne est Tractebel, avec trois permis et 387 Mpi<sup>3</sup>/j ou 26 p. 100 de la capacité de distribution.

Gaz de France possède trois permis, pour 384 Mpi<sup>3</sup>/j ou 25 p. 100 de la capacité de distribution. Sempra Energy détient trois permis, pour 117 Mpi<sup>3</sup>/j ou 8 p. 100 de la capacité de distribution, et Compañia Mexicana de Gas produit 115 Mpi<sup>3</sup>/j ou 8 p. 100 de la capacité de production. Les autres permis de distribution sont allés à

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

**Tableau 1. Points d'interconnexion pour le transport du gaz naturel sur la frontière américano-mexicaine**

Point d'interconnexion	Lieu	Capacité Mpi <sup>3</sup> par jour
<b>Nord-Ouest</b>		
San Diego - Rosarito	Baja Californie	300
Los Algodones - Tijuana	Baja Californie	500
Mexicali	Baja Californie	29
Naco - Hermosillo	Sonora	130
Nacozari de Garcia	Sonora	85
Agua Prieta	Sonora	173
<b>Nord-Est</b>		
Ciudad Juárez	Chihuahua	80
San Augustin Valdivia - Samalayuca	Chihuahua	312
Piedras Negras	Coahuila	38
Ciudad Mier Monterrey	Nuevo León	425
Kinder Morgan (Arguelles)	Reynosa	300
Gulf Terra	Reynosa	200
Río Bravo	Reynosa	330
Tennessee	Reynosa	235
Tetco	Reynosa	250
<b>Total</b>		<b>3 387</b>

Source: Sener

quatre compagnies différentes, qui détiennent la capacité de distribution restante (3 p. 100).

En décembre 2003, les compagnies de distribution mexicaines desservent 1,4 million d'utilisateurs avec leur réseau. De plus, ces compagnies avaient investi plus de 1,13 G\$US dans l'installation, l'exploitation et la prolongation de pipelines s'étendant sur plus de 25 000 km.

Comme le gaz n'est distribué que dans certaines grandes zones urbaines du Mexique, seulement 12 p. 100 de la population a accès au gaz livré par les réseaux de transport existants. Cependant, on prévoit d'améliorer l'accès au gaz des consommateurs résidentiels et commerciaux de moindre importance en étendant les réseaux de distribution à plusieurs villes.

### États-Unis

Le réseau actuel de gazoducs qui traverse les États-Unis consiste en plus de 212 000 milles<sup>30</sup> de conduites principales, pour une capacité de livraison quotidienne estimée à environ 138 Gpi<sup>3</sup><sup>31</sup>. Entre 80 et 90 gazoducs composent le réseau reliant les États – dont 50 à 55 sont considérés comme « majeurs » par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Soixante autres pipelines sont uniquement exploités à l'intérieur d'un État. La part intra-États du réseau (à l'exception des conduites de collecte et des systèmes de distribution locaux) couvre au moins 73 000 milles<sup>32</sup> supplémentaires.

### *Pipelines et points d'interconnexion utilisés pour le commerce international*

Le Canada et les États-Unis partagent 21 points d'importation et d'exportation actifs, de

<sup>30</sup> Données de 2003.

<sup>31</sup> Données de 2003.

<sup>32</sup> Données collectées à la fin de 2003.



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

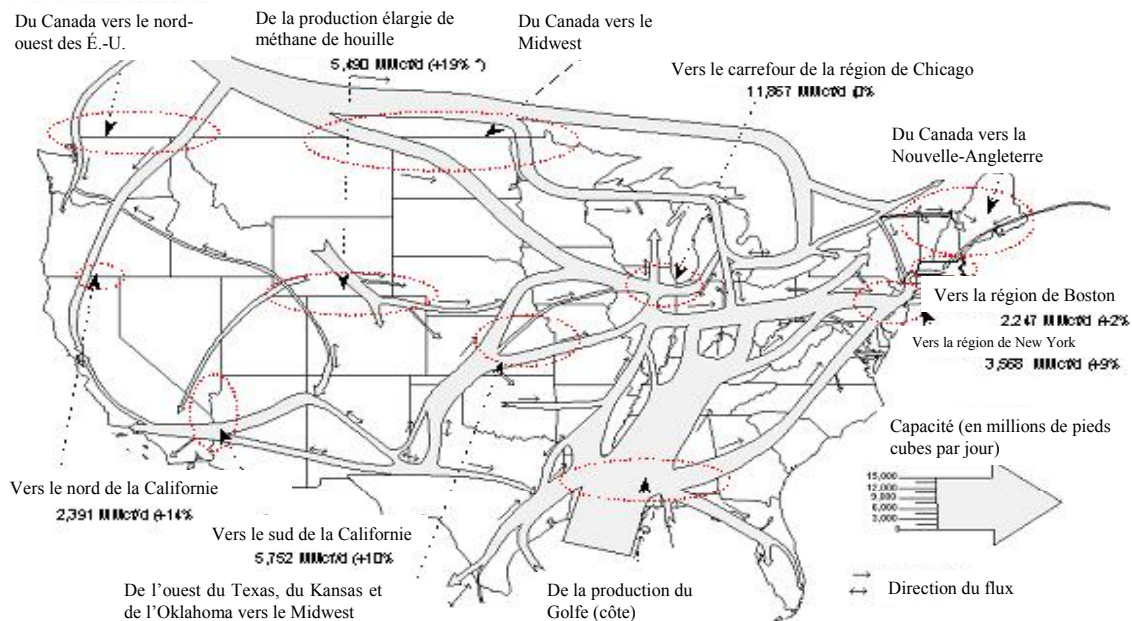
différentes tailles, le long de leur frontière. De plus, à l'heure actuelle, le commerce international du gaz naturel canadien se fait uniquement avec les États-Unis. (Pour un aperçu des principaux points d'importation et d'exportation, voir la figure 31.)

Les marchés canadien et américain du gaz sont devenus de plus en plus intégrés. On peut acheter le gaz naturel à partir de nombreuses sources d'approvisionnement et le livrer vers n'importe quelle aire commerciale par un réseau pipelinier très étendu. Il existe douze grands réseaux pipeliniers aux É.-U. qui importent le gaz du Canada afin de le livrer vers les marchés des 48 États contigus :

Afin de suivre le rythme de l'augmentation de la production et de la demande, la capacité d'exportation du Canada vers les É.-U. s'est considérablement accrue depuis 1990. Entre 1990 et 2003, la capacité d'exportation canadienne a grimpé de 2 533 Gpi<sup>3</sup>. Les plus fortes augmentations de la capacité se sont produites à Kingsgate, en Colombie-Britannique, et à Elmore, en Saskatchewan. Les principaux points d'exportation canadiens quant à la capacité

1. Northwest Pipeline Corporation (NWP);
2. PG&E Gas Transmission Northwest (PG&E GT-NW);
3. Northern Border Pipeline Company (NBPL);
4. Alliance Pipeline Limited (Alliance);

Figure 33. Principaux couloirs pipeliniers et capacité fournie aux points clés



Source: EIA

sont Kingsgate et Monchy. Tous deux sont reliés à Elmore pour former les trois plus grands points d'exportation au Canada quant aux volumes de gaz transportés vers les É.-U.

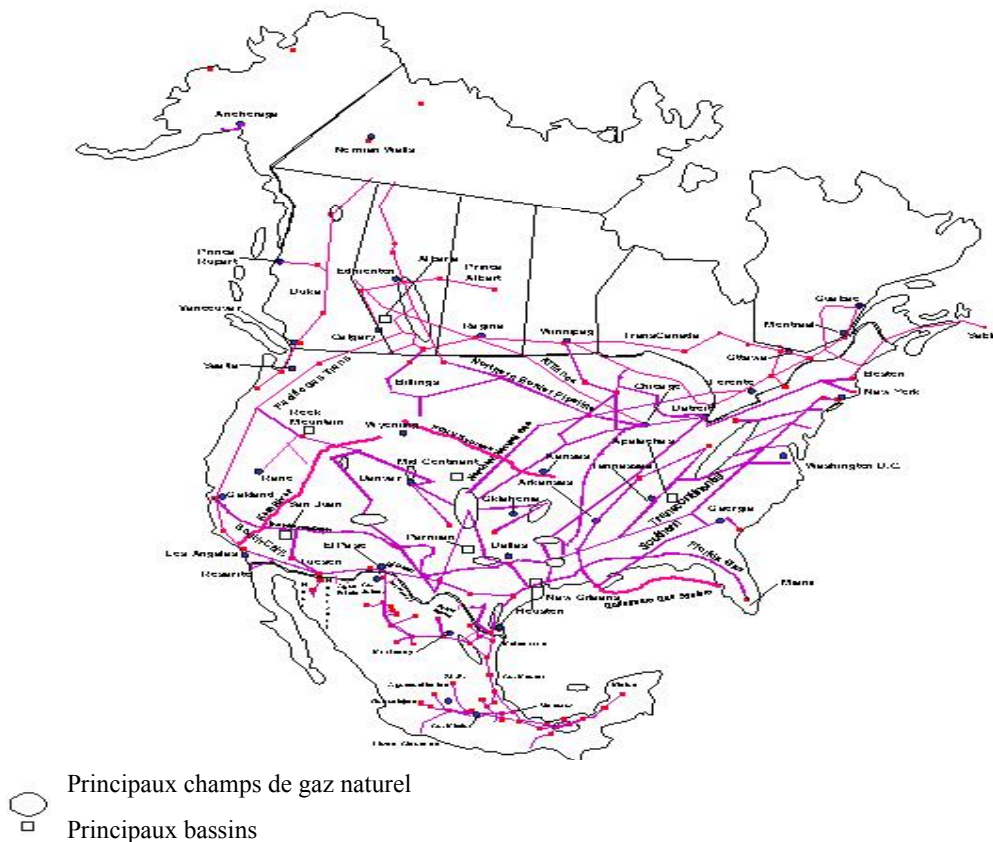
### Principaux réseaux pipeliniers des É.-U. reliés au Canada

5. Viking Gas Transmission Company (Viking);
6. Great Lakes Gas Transmission Company (GLGT);
7. Panhandle Eastern Pipeline (Panhandle Eastern);

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

8. Tennessee Gas Pipeline Company (Tennessee);
  9. Empire State Pipeline (Empire);
  10. Iroquois Gas Transmission System (Iroquois);
  11. Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS);
  12. Maritimes and Northeast Pipeline (MNP).
- une croissance très solide depuis peu. Commencées en 1998, elles étaient presque dix fois plus fortes vers 2003, lorsqu'elles ont atteint 371 Gpi<sup>3</sup>.

Figure 34. Principaux réseaux pipeliniers au Canada, au Mexique et aux É.-U.



SOURCE: *Petroleum encyclopedia and Oil and Gas Journal*, 1996.

### *Exportations américaines vers le Canada*

Les É.-U. exportent du gaz naturel vers le Canada à partir de Courtright, en Ontario. Si ces exportations consistent pour une large part en gaz canadien déjà importé, elles affichent

### Mexique/États-Unis

#### *Points d'interconnexion entre le Mexique et les É.-U.*

Le Mexique compte 15 points d'interconnexion pour l'échange de gaz naturel avec le sud des É.-U., et sa capacité d'importation totale est de 3,387 Gpi<sup>3</sup>/j<sup>33</sup>.

Avec une capacité totale de 1 410 Gpi<sup>3</sup> par jour, six pipelines partent de ces points et sont reliés au réseau national de gazoducs de Pemex Gas, entre les États de Tamaulipas et

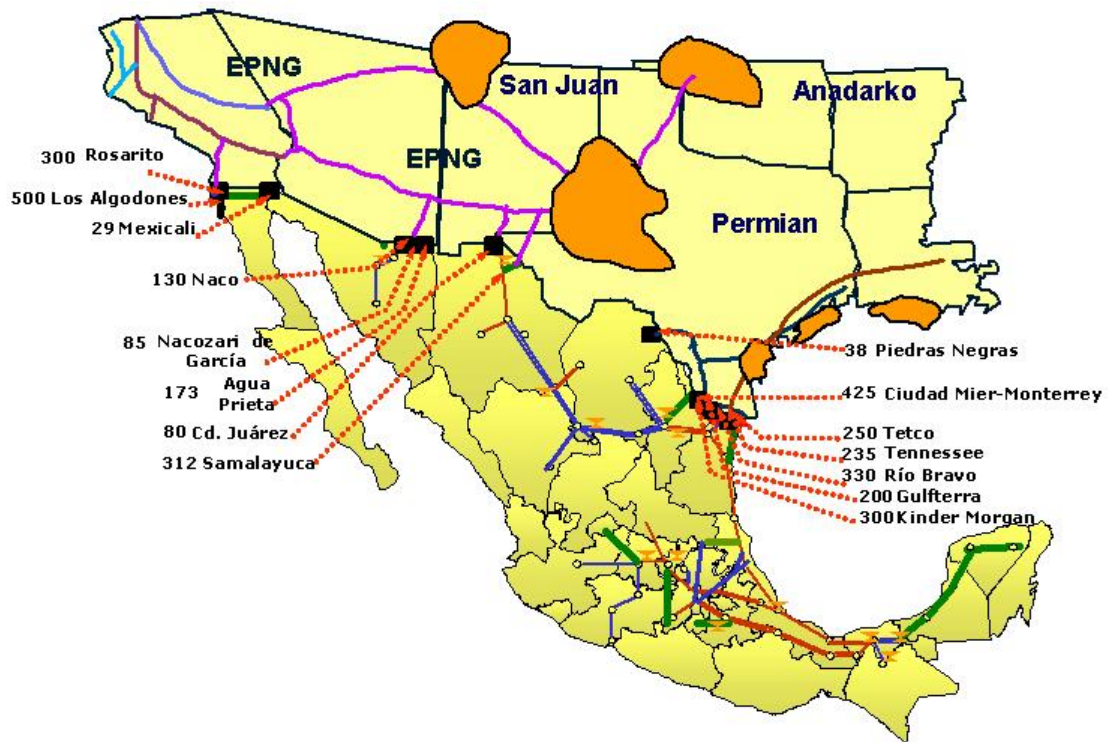
naturel du Mexique (Sempra, dans l'État de Baja California, et Gasoductos de Chihuahua, dans l'État de Chihuahua).

La plupart des points d'interconnexion situés dans l'État de Tamaulipas possèdent une capacité de transport bidirectionnelle et permettent autant les importations que les exportations de gaz.

#### *Capacité de stockage existante*

Les installations de stockage souterraines permettent de compenser la hausse hivernale

Figure 35. Les gazoducs mexicains et leurs points d'interconnexion avec les É.-U.



Source: Sener

de Nuevo León. Les points d'interconnexion restants (1 977 Gpi<sup>3</sup>/j de capacité) sont reliés au système isolé de Pemex Gas (dans l'État de Sonora) et à d'autres compagnies de gaz

des besoins en gaz, en plus d'atténuer les variations de l'offre et de la demande pour réduire l'instabilité des prix. Le stockage de gaz naturel dans les zones de marché permet de construire des pipelines dont la capacité se situe plus près du niveau moyen de la demande quotidienne que de la demande de pointe. Les installations de stockage construites dans les zones productrices de gaz

<sup>33</sup> Données collectées à la fin de 2003. Il importe de noter que toutes les données sur la capacité se rapportent à la capacité affichée au point d'interconnexion, lorsque le flux maximal n'est pas atteint simultanément dans tous les points d'interconnexion.

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

servent à lisser les variations de la production imputables aux conditions météorologiques et à l'entretien.

*Tableau 2. Le stockage du gaz naturel au Canada*

Province	Compagnie	Nom de l'installation	Type	Capacité de stockage (Gpi <sup>3</sup> )
Colombie-Britannique	Unocal Gas	Aitken Creek	Champ épuisé	80
	B.C. Gas	Tilbury	Réservoirs de GNL	0,6
Alberta	ATCO Midstream	Carbon	Champ épuisé	40
	ATCO Gas	Fort Saskatchewan	Mines de sel	3,5
	AEC	Suffield	Champ épuisé	85
	AEC	Hythe	Champ épuisé	10
	AEC	Countess	Champ épuisé	10
	BP Canada	CrossAlta	Champ épuisé	40
	Alberta Hub Husky	Sabine Hub Services Severn Creek	Champ épuisé Champ épuisé	35 15
Saskatchewan	Trans Gas	Plusieurs installations	Diverses installations	32
Total dans l'Ouest du Canada				351,1
Ontario	Union Gas	Dawn	Formation	150
	Enbridge	Tecumseh	récifale épuisée	96
	Union Gas	Hagar	Formation récifale épuisée Réservoirs de GNL	0,6
Québec	Gaz Métropolitain	Pointe-du-Lac/ Saint-Flavien	Champ épuisé	2,9
	Gaz Métropolitain	Montréal (GNL)	Réservoirs de GNL	2
Total dans l'Est du Canada				251,5
<b>Total au Canada</b> Source : RNCAN				<b>602,6</b>

en Amérique du Nord est souterrain, mais une partie du gaz est conservée sous forme de gaz naturel liquéfié. La liquéfaction du gaz s'effectue en refroidissant le méthane à moins 260 degrés Fahrenheit. Il est ensuite possible de le stocker dans des réservoirs isolés. Le gaz liquéfié est à nouveau transformé en gaz au

Le stockage vise également à augmenter le plus possible les facteurs de charge des gazoducs, à modérer la fluctuation des prix et à assurer un approvisionnement suffisant en gaz naturel dans les zones de marché en hiver, lorsque la demande atteint des sommets.

La plupart des réservoirs de stockage souterrains sont des champs de production épuisés. Toutefois, quelques-uns ont été aménagés dans des mines de sel ou des aquifères. Le gros du stockage de gaz naturel

besoin. Les installations de stockage sont généralement remplies en été et vidées en hiver, bien que des volumes considérables de gaz soient injectés dans les réservoirs durant les périodes chaudes de l'hiver. La plus grande part de la capacité de stockage se situe près des centres de consommation du gaz. Ainsi, les puits de gaz et le réseau pipelinier peuvent fonctionner avec une capacité relativement élevée, même si la consommation de gaz varie sur une base quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière.

## **Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel**

La capacité totale de stockage de gaz naturel qu'il est possible d'utiliser en Amérique du Nord s'élève à plus de 3 600 Gpi<sup>3</sup>. Elle se trouve au Canada et aux É.-U. Dans les deux pays, les installations de stockage ont divers propriétaires : les compagnies pipelinières, les compagnies de distribution locales, les compagnies productrices et les compagnies se spécialisant dans le stockage. Les droits d'utilisation de la capacité de stockage sont détenus sous contrat par les pipelinières, les compagnies de distribution locales et les utilisateurs finaux. Les prix que fixent les pipelinières ou les compagnies de distribution pour l'utilisation des lieux de stockage leur appartenant sont généralement réglementés, et sont considérés dans l'échelle de tarification du monopole réglementé. En revanche, les lieux de stockage « tiers » appartiennent à des investisseurs, et les tarifs demandés pour les utiliser ne sont généralement pas réglementés.

### **Canada**

Au Canada, la capacité de stockage utile de gaz naturel s'élève à 605,6 Gpi<sup>3</sup>. Cette quantité correspond à 40 p. 100 de la demande habituelle de gaz naturel en hiver, de novembre à mars, à des fins de chauffage. Au Canada, la plupart des installations de stockage tiers se trouvent dans l'Ouest du pays. Les distributeurs possèdent la majorité des installations de stockage dans l'Est du Canada. Ils utilisent ces installations pour entreposer le gaz en été, pour ensuite le retirer afin de répondre à la hausse de la demande en hiver dans la zone qu'ils desservent. Les coûts de stockage sont intégrés aux tarifs facturés aux utilisateurs des compagnies de distribution, et ces tarifs sont réglementés par les gouvernements provinciaux.

### **Mexique**

La capacité de stockage de gaz naturel n'est pas entièrement développée au Mexique. Ce pays utilise son principal pipeline pour y stocker du gaz, mais il évalue diverses options.

### **États-Unis**

La plupart des installations de stockage nord-américaines se trouvent aux États-Unis, dont la capacité de stockage utile s'élève à plus de 3 000 Gpi<sup>3</sup>. Cette quantité représente environ 85 p. 100 de la capacité de stockage utile en Amérique du Nord.

Comme l'indique la figure 36, on distingue trois régions de stockage de gaz naturel aux États-Unis : la région consommatrice de l'Est; la région consommatrice de l'Ouest; l'aire de stockage dans la région productrice.

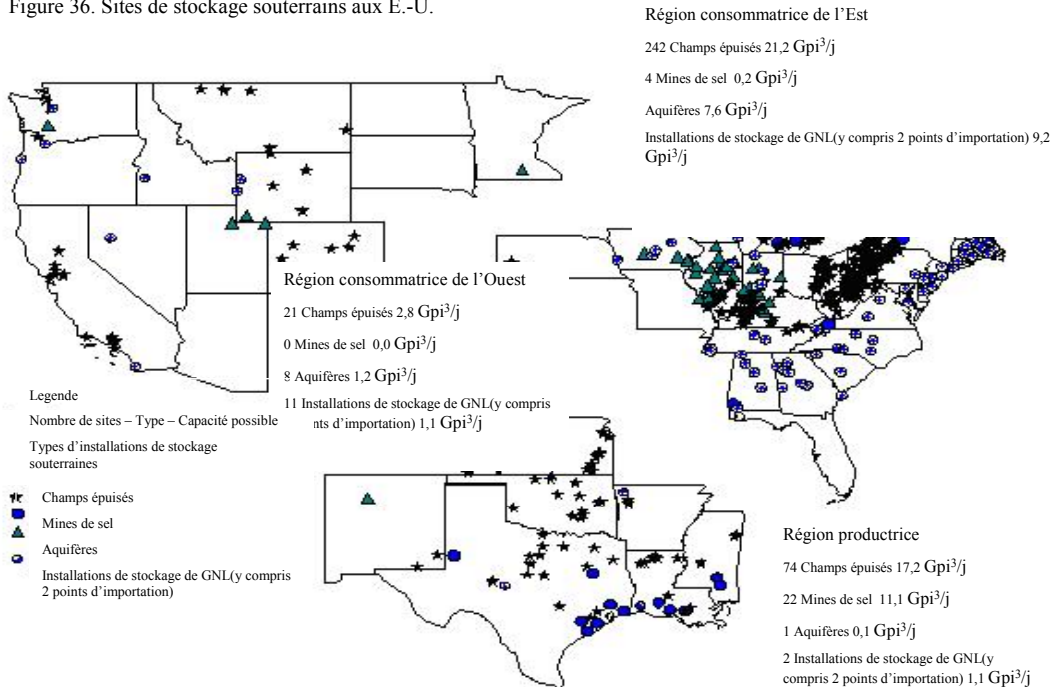
La région consommatrice de l'Est compte 235 champs épuisés qui peuvent servir au stockage. Elle possède également 4 mines de sel, 32 aquifères et 83 installations destinées au stockage de GNL.

La région consommatrice de l'Ouest compte 37 champs épuisés. Elle n'a aucune mine de sel, mais elle possède 5 aquifères et 12 installations destinées au stockage de GNL.

La région productrice compte 74 champs épuisés qui peuvent servir au stockage. Elle possède également 23 mines de sel, 1 aquifère et 2 installations destinées au stockage de GNL.

# Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

Figure 36. Sites de stockage souterrains aux É.-U.

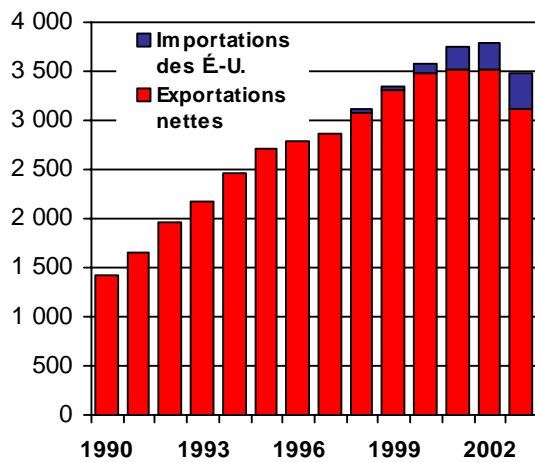


Note : Gpi<sup>3</sup>/j = milliards de pieds cubes par jour. Les régions indiquées sont celles utilisées par l'EIA dans son enquête *Weekly Underground Storage Survey*.

Source: U.S. DOE, Office of Fossil Energy

## COMMERCE

Figure 37. Les exportations canadiennes de gaz naturel vers les É.-U., en Gpi<sup>3</sup>



### Balance commerciale Canada/États-Unis

La déréglementation des marchés canadien et américain du gaz naturel a exercé une influence majeure sur la structure des échanges. Avant la déréglementation, les réseaux canadiens et américains de transport du gaz étaient plus ou moins autonomes, à l'exception de quelques points d'exportation liant les deux pays. Appuyée par les accords de libre-échange, la déréglementation des marchés du gaz naturel a entraîné la création d'un marché plus intégré dans les deux pays. Les acheteurs et les vendeurs de part et d'autre de la frontière peuvent désormais négocier pour s'approvisionner en gaz et utiliser l'espace pipelinier des réseaux de transport des deux pays. Ainsi, la méthode d'approvisionnement en gaz la plus rentable est utilisée dans chacun des pays.

Le Canada a toujours exporté une part considérable de sa production vers les États-Unis. En fait, depuis les années 1990, le pourcentage de la production canadienne

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

exportée s'est accrue, passant de 39 p. 100 à 57 p. 100. De plus, de 1990 à 2002, les exportations de gaz naturel vers les États-Unis n'ont cessé d'augmenter. Cependant, cette tendance a cessé en 2003, lorsque les exportations nettes ont diminué de 400 Gpi<sup>3</sup>. Cette baisse était imputable à plusieurs facteurs, y compris une production canadienne stagnante ou en déclin, l'augmentation de la demande canadienne de gaz naturel et une foule de décisions d'achat par les consommateurs canadiens et américains. Le niveau des exportations canadiennes vers les États-Unis n'a jamais été aussi bas depuis 1998, et tout indique que les exportations canadiennes demeureront en deçà des niveaux de 2002 à moyen terme.

### Balance commerciale Mexique/États-Unis

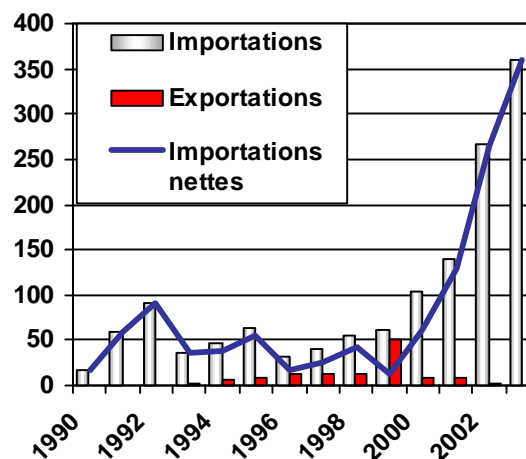
Le marché du gaz naturel est l'un des secteurs où le Mexique entretient des relations commerciales importantes avec les États-Unis. Jusqu'en 2002, le Mexique a maintes fois exporté des volumes excédentaires vers les États-Unis, atteignant un niveau record en 1999, avec des exportations de 55 Gpi<sup>3</sup>. Cependant, de 1997 à 2003, il a accru ses importations de gaz naturel. Il est maintenant un importateur net des États-Unis.

En 1996, conformément à l'ALENA, il n'était plus nécessaire d'obtenir un permis pour les importations de gaz naturel; un tarif de 6 p. 100 était toutefois imposé à la frontière pour les importations dans les secteurs du commerce et des services. On avait d'abord prévu une décroissance de ce tarif de 1 p. 100 par année jusqu'à ce qu'il disparaisse complètement le 31 décembre 2002. Or, dès août 1999, le tarif a été carrément aboli, facilitant l'ouverture du marché et l'accès à de nouveaux investissements pour développer l'infrastructure le long de la frontière avec les États-Unis.

Comme on l'a noté dans la section sur l'infrastructure, face à la demande croissante de gaz naturel, le Mexique a dû accroître le nombre de points d'interconnexion en

élargissant son réseau de pipelines à la frontière américaine.

Figure 38. Le commerce international du gaz naturel mexicain, en Gpi<sup>3</sup>



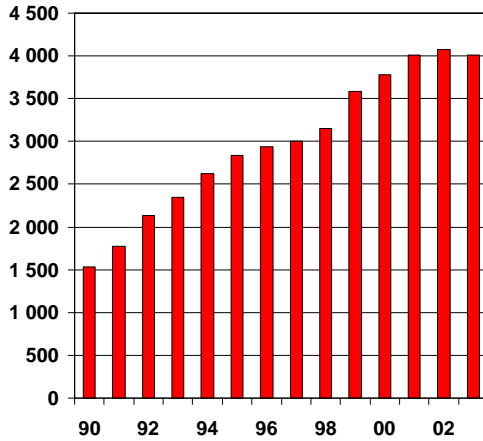
En 2003, le Mexique a importé 365 Gpi<sup>3</sup> à des fins de consommation intérieure à partir de divers points d'interconnexion situés dans le sud et dans l'ouest des États-Unis. Cinquante-cinq pour cent de ces importations se sont faites par l'État de Tamaulipas, à l'aide du réseau pipelinier national, alors que le reste a transité par les réseaux isolés du Mexique.

### États-Unis

Confrontés à une demande de gaz naturel à la hausse, les États-Unis se sont beaucoup appuyés sur les importations, surtout à partir du Canada. Au cours des dernières années, l'écart s'est creusé entre la production et la consommation. En 1990, la production intérieure américaine comblait 95 p. 100 de la consommation totale, alors que sa part n'était plus que de 85 p. 100 en 2003. Les importations par pipeline du Canada comptaient pour 87 p. 100 des importations totales de gaz naturel des États-Unis en 2003, alors que les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) représentaient le reste (13 p. 100). Gpi<sup>3</sup>

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

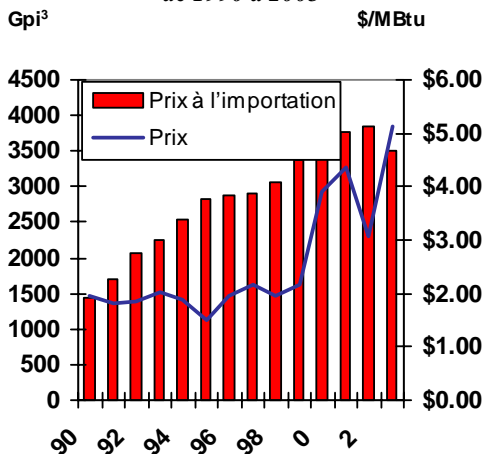
*Figure 39. Les importations américaines de gaz naturel de 1999 à 2003, en Gpi<sup>3</sup>*



Source : É.-U. DOE, Office of Fossil Energy

De 1990 à 2002, les importations de gaz naturel ont poursuivi leur ascension, atteignant un sommet de 4 015 Gpi<sup>3</sup>. Elles ont légèrement diminué en 2003, à 3 996 Gpi<sup>3</sup>. L'augmentation de plus du double des importations de GNL a permis de compenser le déclin de 9 p. 100 des importations du Canada. Les importations nettes s'élevaient à 3 304 Gpi<sup>3</sup> en 2003.

*Figure 40. Les importations américaines de gaz naturel canadien de 1990 à 2003*

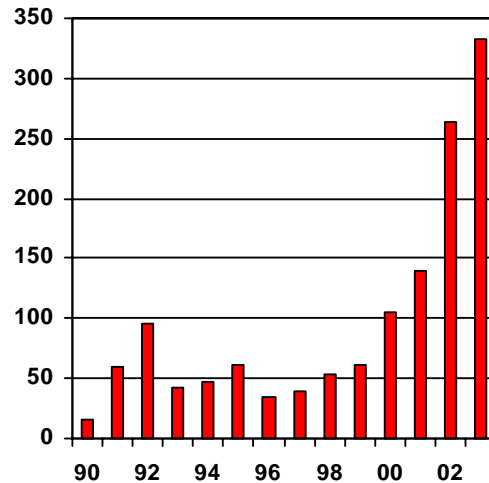


Sources : NEB, U.S. DOE, Office of Fossil Energy

Le Canada demeure le principal fournisseur des États-Unis. Malgré un déclin par rapport à l'année précédente, les importations canadiennes se sont chiffrées en 2003 à 3

490 Gpi<sup>3</sup>, soit plus du double que le niveau de 1990. De 1990 à 1999, le prix annuel des importations canadiennes est resté à près de 2 \$US/MBtu. En 2000, il a augmenté de façon notable, passant à 3,90 \$US/MBtu, puis est demeuré supérieur à 3,97 \$US/MBtu, atteignant même 5,13 \$US/MBtu en 2003.

*Figure 41. Les exportations américaines de gaz naturel vers le Mexique de 1999 à 2003, en Gpi<sup>3</sup>*



Source : U.S. DOE, Office of Fossil Energy

Les exportations des États-Unis au Mexique se sont accrues. En 1990, elles étaient de 16 Gpi<sup>3</sup>. Elles ont nettement augmenté en 2002, atteignant 263 Gpi<sup>3</sup>, pour ensuite monter en flèche à 333 Gpi<sup>3</sup> en 2003. En 2003, le prix moyen des exportations au Mexique était de 5,36 \$US/MBtu. Le Mexique a été un importateur net de gaz naturel ces dernières années. Les États-Unis n'ont rien importé du Mexique en 2003.



## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

### GNL

#### Canada et Mexique

Le Canada et le Mexique ne possèdent encore aucun terminal de GNL, mais plusieurs projets sont examinés par les deux pays dans ce secteur.

#### États-Unis

Les États-Unis ont en service quatre terminaux d'importation de GNL. Trois sont situés sur la côte Est : Everett, au Massachusetts; Cove Point, au Maryland; Elba Island, en Georgie. L'autre se trouve dans le golfe du Mexique : Lake Charles, en Louisiane. (Il existe aussi un terminal d'importation à Puerto Rico, qui approvisionne une centrale de cogénération fonctionnant au gaz.) Les installations de Cove Point et d'Elba Island ont été fermées pendant de nombreuses années, mais on les a rouvertes récemment : la première en 2003 et la seconde en 2001.

En 2003, les États-Unis importaient 507 Gpi<sup>3</sup> de GNL à un prix moyen de 4,50 \$US/MBtu. Les importations de GNL ont toujours représenté une faible partie des importations de gaz naturel : environ 3 p. 100. De 2000 à

2002, elles comptaient pour près de 6 p. 100 des importations de gaz. Elles ont toutefois plus que doublé en 2003 par rapport à l'année précédente, si bien qu'elles représentent maintenant 13 p. 100 des importations totales de gaz. Au cours des 22 dernières années, les États-Unis ont importé leur GNL de neuf pays différents : l'Algérie, l'Australie, l'Indonésie, la Malaisie, le Nigeria, l'Oman, le Qatar, la Trinité-et-Tobago ainsi que les Émirats arabes unis.

Ces pays ne comptaient cependant que pour environ 2 p. 100 de la demande de gaz totale aux États-Unis. La Trinité-et-Tobago a commencé à approvisionner les États-Unis en GNL en 1999. En 2003, plus de 75 p. 100 des importations américaines de GNL provenaient de cet État.

L'installation de Lake Charles a reçu presque la moitié des importations de GNL en 2003. Les importations à Everett comptaient pour beaucoup dans les approvisionnements locaux en gaz en 2003; elles représentaient 31 p. 100 des importations totales de GNL, soit 44 p. 100 de plus que le niveau atteint par cette installation en 2002. Bien que l'installation de Cove Point n'ait été ouverte que durant les quatre derniers mois de 2003,

Tableau 3. Les échanges par pipeline avec les É.-U., en Gpi<sup>3</sup>

	Importations américaines			Exportations américaines			Net Imports
	Canada	Mexique	Total	Canada	Mexique	Total	
1990	1 448	0	<b>1 448</b>	17	16	<b>33</b>	1 415
1991	1 710	0	<b>1 710</b>	15	60	<b>75</b>	1 635
1992	2 094	0	<b>2 094</b>	68	96	<b>164</b>	1 930
1993	2 267	2	<b>2 269</b>	45	40	<b>85</b>	2 184
1994	2 566	7	<b>2 573</b>	53	47	<b>100</b>	2 473
1995	2 816	7	<b>2 823</b>	28	61	<b>89</b>	2 734
1996	2 883	14	<b>2 897</b>	52	34	<b>86</b>	2 811
1997	2 899	17	<b>2 916</b>	56	38	<b>94</b>	2 822
1998	3 052	15	<b>3,067</b>	40	53	<b>93</b>	2 974
1999	3 368	55	<b>3 423</b>	39	61	<b>100</b>	3 323
2000	3 544	12	<b>3 556</b>	73	106	<b>179</b>	3 377
2001	3 729	10	<b>3 739</b>	167	141	<b>308</b>	3 431
2002	3 785	2	<b>3 787</b>	189	263	<b>452</b>	3 335
2003	3 421	0	<b>3 421</b>	294	333	<b>627</b>	2 794

Source: Annual Energy Review, 2003, Energy Information Administration

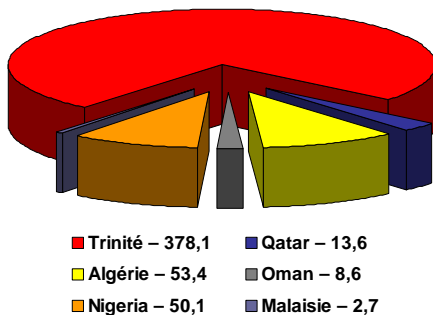
Figure 43. Les points d'importation et d'exportation de gaz naturel



Source: U.S. FERC

elle a reçu plus de 13 p. 100 de toutes les

Figure 42. Les importations américaines de GNL par pays d'origine en 2003, en Gpi<sup>3</sup>



Source : U.S. DOE, Office of Fossil Energy

importations de GNL cette année-là.

Les quatre terminaux d'importation de GNL ont une capacité de stockage maximale de 18,7 Gpi<sup>3</sup>, pour une disponibilité de livraison de 3,1 Gpi<sup>3</sup>/j. Sur une base annuelle, ces terminaux peuvent livrer au maximum 1 131,5 Gpi<sup>3</sup>.

Des travaux d'agrandissement sont en cours à Elba Island et à Lake Charles. Lorsqu'ils seront terminés, les quatre terminaux auront une capacité de stockage de 24,7 Gpi<sup>3</sup>/j ainsi

qu'une disponibilité de livraison quotidienne légèrement supérieure à 4 Gpi<sup>3</sup>.

La FERC a approuvé la construction de deux terminaux pour le GNL, l'un à Hackberry, en Louisiane, et l'autre à Freeport, au Texas. Le terminal de Hackberry<sup>34</sup> aura une capacité de stockage de 10,4 Gpi<sup>3</sup> ainsi qu'une disponibilité de livraison quotidienne de 1,5 Gpi<sup>3</sup>. Le terminal de Freeport aura une capacité de stockage de 7 Gpi<sup>3</sup> et une disponibilité de livraison quotidienne de 1,5 Gpi<sup>3</sup>.

La garde côtière a approuvé la construction de deux terminaux méthaniers au large du golfe du Mexique – l'un à Energy Bridge et l'autre à Port Pelican. Le terminal d'Energy Bridge pourra produire 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j, alors que celui de Port Pelican pourra livrer 1,6 Gpi<sup>3</sup>/j.

Il existe un terminal à Kenai, en Alaska, qui exporte du GNL au Japon. En 1990, les exportations au Japon y totalisaient 53 Gpi<sup>3</sup>.

<sup>34</sup> Il s'agit en fait du terminal « Cameron ». « Hackberry » est le nom du lieu où il est situé, en Louisiane.

## **Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel**

---

Ces dernières années, elles se situaient entre 63 Gpi<sup>3</sup> et 66 Gpi<sup>3</sup>, et leur niveau était de 64 Gpi<sup>3</sup> en 2003.

Au total, il existe 19 installations de GNL qui sont assujetties à la réglementation de la FERC, y compris les quatre terminaux situés dans la zone continentale des États-Unis et ceux de Puerto Rico et de l'Alaska. Les autres

installations américaines servent à stocker le GNL.

Outre les installations de stockage de GNL réglementées par la FERC, des services publics locaux ont édifié des installations similaires afin de répondre à une éventuelle hausse de la demande. On estime la capacité de ces installations de stockage à 86 Gpi<sup>3</sup>.

## APERÇU

La collaboration des pays de l'Amérique du Nord à la production, au stockage et à la livraison du gaz naturel prendra encore plus d'importance au cours de la prochaine décennie. On s'attend que, dans les trois pays, la demande de gaz naturel augmente plus rapidement que la production. La hausse de la demande de gaz naturel sera dictée par plusieurs facteurs, notamment la croissance de la population, la consommation industrielle et les avantages environnementaux du gaz naturel (comparativement à d'autres sources d'énergie). On prévoit que le taux d'accroissement de la demande se situera entre 15 et 25 p. 100 au Canada et aux États-Unis et à plus de 90 p. 100 au Mexique au cours de la période de 10 ans considérée (2002 à 2012).

Pour s'adapter à cette situation, les trois pays ont dressé des plans en vue d'augmenter leurs capacités d'importation de GNL (par des travaux de construction ou d'expansion). Sur le marché intercontinental, le gaz naturel est vendu principalement sous forme de GNL, car le transport de gaz naturel par méthanier sur de longues distances est moins coûteux que le transport au moyen de longs pipelines sous-marins. Cependant, il est loin d'être sûr que les plans d'expansion de GNL se concrétiseront, car il faut surmonter deux obstacles importants : la lourde réglementation et la perception du public.

Il existe également quelques projets de production ou de transport pipelinier d'envergure à réaliser d'ici 2012. Nous songeons plus particulièrement aux pipelines de la vallée du Mackenzie, qui, selon les projections de l'ONE, devraient commencer à acheminer du gaz naturel du nord du Canada en 2010.

On prévoit que le prix du gaz naturel baissera légèrement au cours des prochaines années, pour ensuite remonter légèrement.

## OFFRE JUSQU'EN 2012

Les trois pays de l'Amérique du Nord s'attendent à une augmentation des approvisionnements en gaz naturel. Ils produisent actuellement 73,5 Gpi<sup>3</sup> par jour, et selon les prévisions, cette production devrait atteindre 79 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012 et 91,4 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

Une augmentation considérable des approvisionnements provenant des champs de gaz classiques de l'Amérique du Nord paraît peu probable. Au cours des dernières années, la production des bassins classiques du Canada et des États-Unis<sup>35</sup> a été stable ou en baisse, et ce même si les activités de forage n'ont jamais été aussi fortes. La production de gaz a stagné au Mexique également, Pemex n'ayant pas investi dans la mise en valeur des ressources. Dans l'ensemble, nous nous attendons à une baisse de la production des régions classiques de l'Amérique du Nord<sup>36</sup>, malgré une augmentation de la production de gaz non classique dans ces mêmes régions. Cela dit, les zones de production traditionnelles du Canada, des États-Unis et du Mexique vont demeurer de loin les plus abondantes sources de gaz naturel en Amérique du Nord dans un avenir prévisible. En 2002, elles ont fourni 98 p. 100 du gaz nord-américain, et on s'attend à ce qu'en 2012, leur contribution soit de 87 p. 100.

Nous estimons que les importations de GNL constitueront la principale source des approvisionnements supplémentaires en gaz naturel en Amérique du Nord. Les trois pays s'attendent à importer des volumes considérables de GNL au cours des prochaines années. Dans l'ensemble, les importations

<sup>35</sup>Les bassins dits classiques sont ceux des 48 États contigus des États-Unis, le bassin du golfe du Mexique, aux États-Unis, le bassin de l'Ouest du Canada, le bassin du Mexique continental et le bassin du golfe de Campeche, au Mexique.

<sup>36</sup>La production mexicaine devrait augmenter quelque peu. Cependant, cette hausse ne pourra compenser la diminution des ressources classiques du Canada et des États-Unis.

## Perspectives

nord-américaines de GNL pourraient atteindre 7,9 Gpi<sup>3</sup> en 2012.

Voici d'autres nouvelles sources d'approvisionnement, à peu près par ordre d'importance : augmentation de la production de gaz non classique (méthane des couches de charbon, gaz de schiste, gaz de formation étanche); mise en valeur du gisement de Rocky Mountain aux États-Unis (qui renferme beaucoup de gaz non classique); mise en valeur des gisements de la région du centre du continent américain; autres travaux de mise en valeur au Mexique (en particulier par voie de contrats multiservices); mise en production des gisements du delta du Mackenzie, au Canada; augmentation de la production de gaz au large des côtes canadiennes.

### Canada

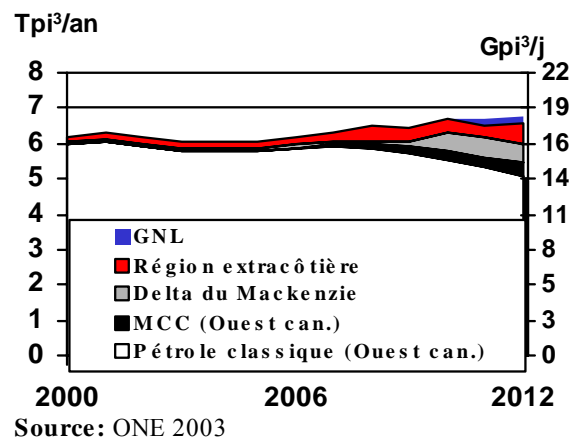
En 2002, la production canadienne de gaz naturel s'est chiffrée à 17 Gpi<sup>3</sup> par jour. De ce volume, 97 p. 100 provenait des réservoirs classiques de l'Ouest canadien et 3 p. 100 des régions extracôtières de l'Est canadien (le projet énergétique de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse). Actuellement, l'offre au Canada dépasse de beaucoup la demande, et 60 p. 100 de la production est exportée aux États-Unis.

La figure 44 montre les prévisions de l'offre de gaz naturel au Canada, établies par l'Office national de l'énergie (ONE). Cette prévision a été élaborée en 2003, après une analyse rigoureuse et une vaste consultation avec l'industrie. L'ONE a élaboré deux scénarios : un scénario Pression de l'offre (PO), dans lequel les progrès technologiques se font à un rythme relativement lent, mais où les choix sociétaux permettront aux producteurs d'avoir accès aux terrains pour y effectuer des forages.

Le scénario Techno-Vert représente un monde où les gens sont sensibles à l'environnement, où l'accès des terrains est moins facile, mais où les progrès technologiques sont beaucoup plus rapides et les facteurs de récupération du gaz beaucoup plus élevés.

Dans les deux scénarios, les approvisionnements en gaz du Canada augmentent lentement jusqu'en 2012, pour atteindre environ 18,5 Gpi<sup>3</sup> par jour.

Figure 44a. Prévision de l'offre de gaz naturel au Canada, scénario Poussée de l'offre

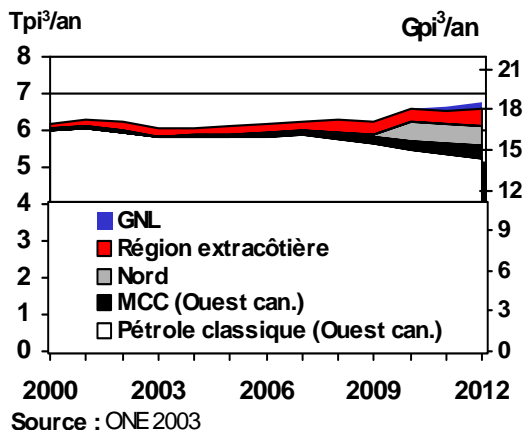


Dans les deux cas, la production classique de l'Ouest canadien demeure stable jusqu'en 2008, à environ 6 Tpi<sup>3</sup> par année (16,4 Gpi<sup>3</sup> par jour), pour ensuite amorcer une chute spectaculaire; elle ne sera plus que de 13,9 – 14,3 Gpi<sup>3</sup> en 2012.

La production de méthane des couches de charbon dans l'Ouest du Canada augmentera lentement, selon les projections, passant de leur niveau actuel de 0,5 Gpi<sup>3</sup> à 1,0 Gpi<sup>3</sup> en 2012.

Le projet de la vallée du Mackenzie consiste à construire un gazoduc à partir d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, et à le raccorder au réseau pipelinier actuel dans le nord de l'Alberta. Le processus d'approbation réglementaire a déjà commencé, de l'information préliminaire ayant été déposée auprès de l'Office national de l'énergie. Dans son rapport intitulé *L'avenir énergétique du Canada*, publié en 2003, l'Office national de l'énergie prévoit que ce gazoduc sera en service et commencera à livrer du gaz au rythme de 1,2 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2010.

Figure 44b. Préviation de l'offre de gaz naturel au Canada, scénario techno-vert



La production des gisements extracôtiers de l'Est du Canada, qui était de 0,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2003, sera de l'ordre de 1,3 à 1,7 Gpi<sup>3</sup> de barils par jour en 2012. Plusieurs projets ont été précisés, le premier consiste en une expansion du projet énergétique de l'île de Sable. Il s'agit de la seule région extracôtière où l'on produit actuellement du gaz naturel au Canada. Ce projet comporte plusieurs champs en production et plusieurs champs qui ne sont pas encore équipés. On s'attend à ce que la production augmente au fur et à mesure que de nouveaux champs seront mis en valeur.

À 5 km de l'île de Sable se trouve un champ isolé qui sera mis en valeur dans le cadre du projet Deep Panuke. En outre, l'ONE prévoit que l'industrie découvrira et exploitera un autre champ au large de la Nouvelle-Écosse d'ici 2012.

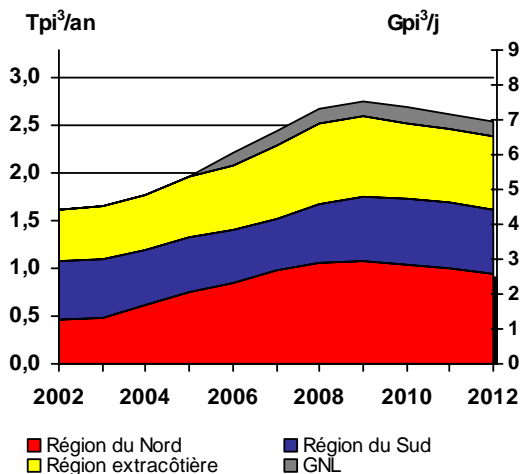
Finalement, l'ONE prévoit que la production canadienne sera suppléée par des importations de GNL à partir de 2011. Cependant, certains promoteurs de projets voudraient commencer à importer du GNL dès la fin de 2007. En octobre 2004, il y avait au Canada huit projets de construction d'installations d'importations de GNL, dont six étaient soumis à un processus d'examen réglementaire ou l'avaient déjà été. On comptait trois projets dans les Maritimes (dont deux bien avancés), deux au Québec, qui étaient au début du processus

d'examen réglementaire, et un en Colombie-Britannique, dont l'examen réglementaire venait tout juste de commencer. Deux autres projets (un en Colombie-Britannique et un en Nouvelle-Écosse) avaient été annoncés mais ne faisaient pas encore l'objet d'un examen réglementaire.

**Mexique**

Au Mexique, la production de gaz naturel se chiffre actuellement à 4,5 Gpi<sup>3</sup> par jour. De ce volume, 1,2 Gpi<sup>3</sup> proviennent de la région du Nord (il s'agit essentiellement de gaz non associé prélevé dans le bassin de Burgos), alors que 3,3 Gpi<sup>3</sup> par jour proviennent de la région du Sud et de la région extracôtière (il s'agit principalement de gaz associé).

Figure 45a. Préviation de l'offre de gaz naturel au Mexique, par région

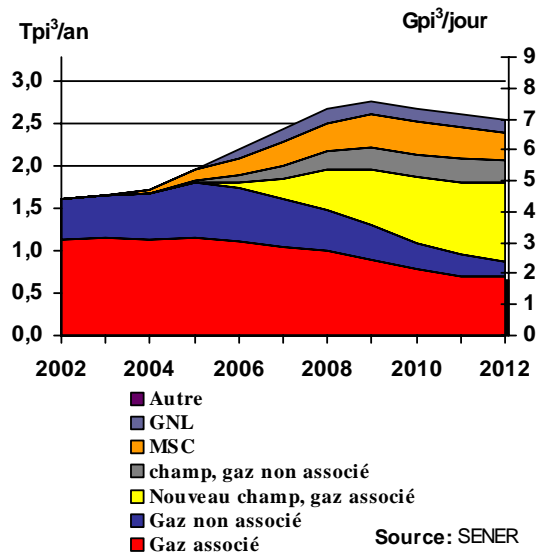


La figure 45 montre le scénario en fonction d'un risque moyen, établi par SENER. Cette prévision a été élaborée par SENER, avec l'aide de Pemex, à la fin de 2003. La figure montre les augmentations de la production par région géographique et par activité ou type de gaz.

On s'attend que la production totale de gaz naturel au Mexique, qui est actuellement de 4,5 Gpi<sup>3</sup> par jour, augmentera à 7 Gpi<sup>3</sup> par jour

en 2009, pour ensuite diminuer lentement et atteindre 6,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012.

Figure 45b. Offre de gaz naturel par type



La hausse de la production sera dictée par une initiative du Mexique/de Pemex : le programme stratégique du gaz. Ce plan comporte quatre principaux éléments : a) reprise des travaux d'exploration dans les régions au fort potentiel; b) attention spéciale accordée aux réserves de gaz non associé; c) niveaux de production comparables aux pratiques internationales; d) mise en œuvre des contrats multiservices.

Le plan prévoit que l'exploitation du gaz sera concentrée dans le bassin de Burgos, mais aussi que l'on s'intéressera à nouveau aux régions de Veracruz, de Macuspana et de la plate-forme continentale du golfe du Mexique.

Le Mexique comblera une partie de ses besoins supplémentaires en gaz naturel au moyen de contrats multiservices. Il s'agit d'un marché de travaux publics basé sur les prix unitaires, selon lequel la propriété des hydrocarbures et des ouvrages exécutés sont toujours conservés par le gouvernement fédéral du Mexique et Pemex. Peu importe le volume de production, l'entrepreneur reçoit un paiement calculé selon les prix unitaires de l'exécution des travaux. Par conséquent, ce régime contractuel n'est ni une concession, ni

un contrat de production à partage des risques, ni un contrat à bénéfices partagés. Il ne fait que réunir dans un seul contrat différents services que Pemex a toujours impartis. En 2004, la production de gaz découlant des contrats multiservices atteindra, prévoit-on, 0,14 Gpi<sup>3</sup> par jour; elle devrait atteindre 1,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2010. Le lecteur trouvera en appendice de plus amples renseignements sur le programme des contrats multiservices.

La production augmentera principalement dans la région du Nord, où elle passera de 1,2 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à 2 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012. Dans la région extracôtière, la production devrait augmenter de 1,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à 2,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012. Dans la région du Sud, on prévoit qu'elle se stabilisera à 1,8 Gpi<sup>3</sup>.

### Gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 31 juillet 2003, le Mexique a approuvé<sup>37</sup> la construction d'un terminal d'importation de GNL à Altamira, Tamaulipas. Ce terminal devrait entrer en service au cours du quatrième trimestre de 2006 et atteindre une production de 300 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2010 et de 500 Mpi<sup>3</sup> en 2011. Le gaz produit alimentera les centrales à cycle combiné Altamira V, Tuxpan V et Tamazunchale, dans les États de Tamaulipas, de Veracruz et de San Luis Potosí.

On envisage également de construire des terminaux dans les municipalités d'Ensenada (Baja California), de Lázaro Cárdenas (Michoacán), de Manzanillo (Colima) sur la côte du Pacifique, ainsi que dans les municipalités de Topolobampo (Sinaloa) et de Puerto Libertad (Sonora).

Il existe en outre un projet extracôtière dont Chevron Texaco est le promoteur et qui fait actuellement l'objet d'une inspection de la CRE. Il se trouve à 13 km de la côte de Tijuana, dans l'État de Baja California, juste à côté de l'Isles Coronado. Ce terminal aura une

<sup>37</sup> CRE. RES/145/2003

## Perspectives

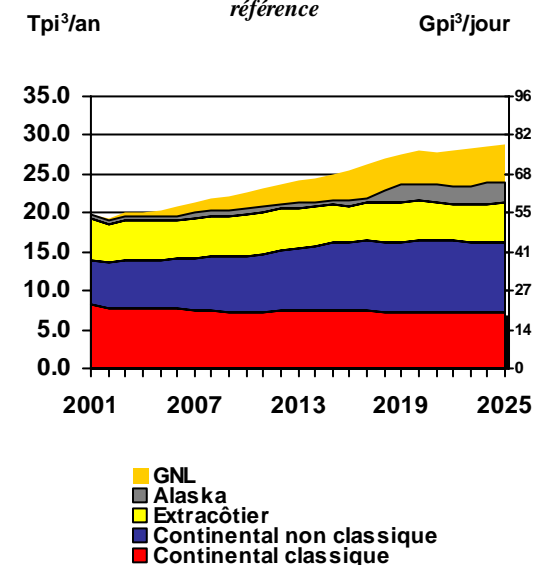
capacité de regazéification de pointe de 1 Gpi<sup>3</sup> par jour.

SENER prévoit que les importations totales de GNL au Mexique atteindront 0,75 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2006 et qu'elles s'élèveront à 0,500 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012.

### États-Unis

Aux États-Unis, la production de gaz naturel en 2002 était de 52 Gpi<sup>3</sup> par jour. De ce volume, 41 p. 100 provenaient des réservoirs classiques des 48 États contigus, 31 p. 100 des réservoirs continentaux non classiques, 26 p. 100 des régions extracôtières et 2 p. 100 de l'Alaska.

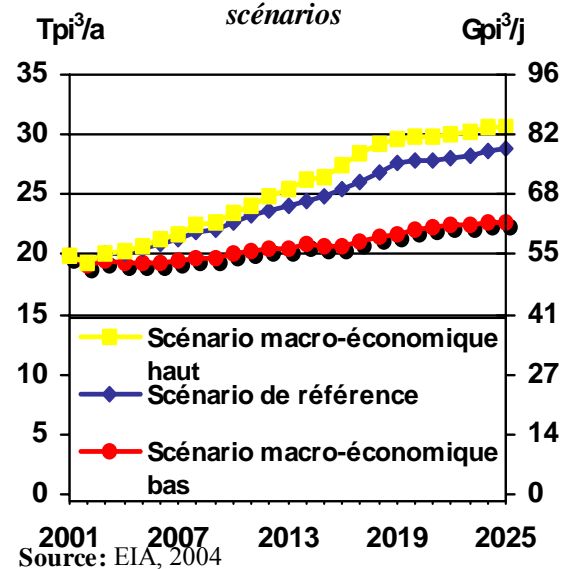
Figure 46a. Prévion de l'offre de gaz naturel aux États Unis, scénario de référence



La figure 46 illustre le scénario de référence (production intérieure de gaz naturel plus importations de GNL) utilisé dans le *Annual Energy Outlook 2004* (AEO 2004) de l'Energy Information Administration des États-Unis. Elle compare également les approvisionnements dans le scénario macro-économique haut à ceux que prévoit le scénario macro-économique bas. On s'attend que la production totale de gaz aux États-Unis passera de 52 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à

57,9 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012, puis à 65,7 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

Figure 46b. Comparaison des scénarios



Source: EIA, 2004

Note : Le gaz classique comprend le gaz associé

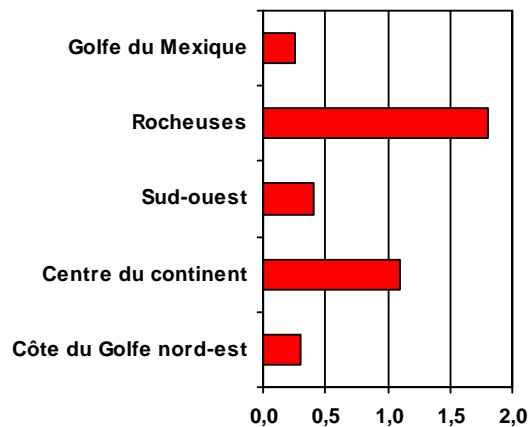
Dans les 48 États contigus des États-Unis, la production de gaz classique devrait demeurer relativement stable jusqu'en 2025, pour se situer autour de 19,4 Gpi<sup>3</sup> par jour. On prévoit une augmentation des activités de forage, en raison de la hausse des prix, mais étant donné que le taux de récupération du gaz par puits va diminuer, il faudra forer de plus en plus de puits juste pour maintenir les niveaux de production actuels. Le forage de puits plus profonds dans les réservoirs classiques devrait ralentir la baisse générale de la production de gaz classique à l'intérieur des terres. Le nombre de nouveaux puits de gaz naturel dans les 48 États contigus devrait s'accroître tout au long de la période des prévisions, pour passer de 16 155 en 2002 à 15 665 en 2010, puis à 17 160 en 2025.

Par suite des progrès technologiques et de la hausse des prix du gaz naturel, la production non classique (gaz de formation étanche, gaz de schiste et méthane des couches de charbon) augmentera plus rapidement que la production classique. Dans le scénario de référence, la production de gaz non classique continental



(méthane des couches de charbon, gaz de formation étanche, gaz de schiste) augmentera d'environ 16,2 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à 21,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012, puis à 25,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

*Figure 47. Croissance projetée de la production de gaz naturel aux États-Unis, par région, dans le scénario de référence, 2000-2012, Variation incrémentale de la production, en Gpi<sup>3</sup>*



Dans le scénario de référence, la production de gaz naturel extracôtier dans les 48 États contigus diminue légèrement jusqu'en 2006; elle s'établit alors à 13,7 Gpi<sup>3</sup> par jour. Après 2006, elle augmente légèrement, pour atteindre 14,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012, puis baisser à 13,8 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025. Selon le scénario de référence, la part du gaz extracôtier dans la production totale des États-Unis passe de 26 p. 100 en 2002 à 25 p. 100 en 2012.

Selon les prévisions, il n'y aura pas de gazoduc de l'Alaska de construit et en service en 2012. En conséquence, la production de gaz de l'Alaska ne devrait progresser que légèrement jusqu'en 2012, en raison de la croissance prévue de la consommation et de la production de gaz autour de Cook Inlet, dans le sud de l'État américain. En 2012, la production alaskienne se chiffrera à 1,7 Gpi<sup>3</sup> par jour, selon les projections. Le scénario de référence prévoit la construction d'un pipeline

en Alaska d'ici 2018. Au cours de cette année-là, la production alaskienne passera à 4 Gpi<sup>3</sup> par jour, et en 2025, elle aura grimpé à 7,4 Gpi<sup>3</sup>.

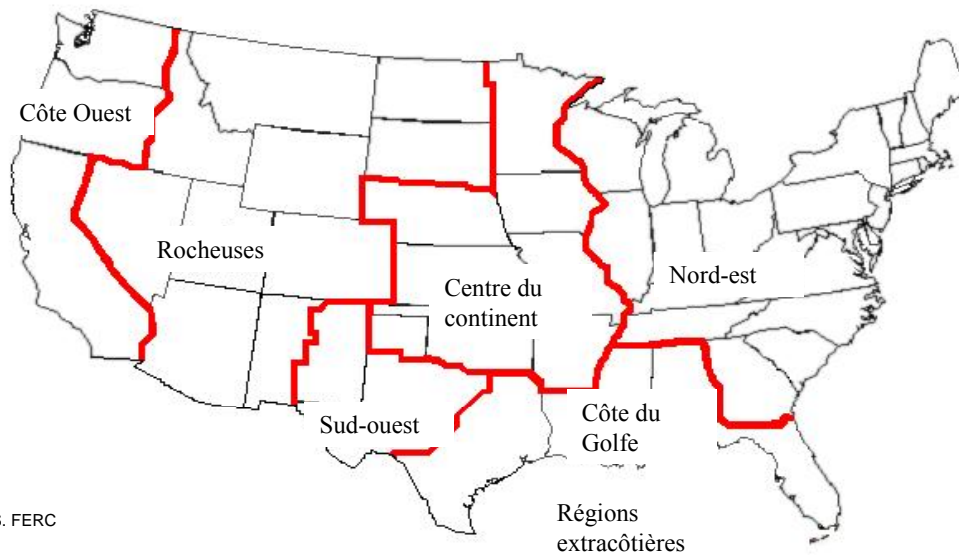
Les profils de production de gaz naturel dans les scénarios macroéconomiques bas et haut sont fondamentalement semblables à ceux du scénario de référence. La principale différence entre les trois scénarios est la part relative de la production de gaz classique. Dans le scénario macroéconomique bas, la production non classique représente 36,5 p. 100 de la production totale des États-Unis en 2012, comparativement à 37,2 p. 100 dans le scénario de référence. Dans le scénario macroéconomique haut, il équivaut à 37,9 p. 100 de la production totale des États-Unis en 2012.

À l'échelle régionale, la production de gaz naturel à l'intérieur des terres devrait augmenter dans les régions productrices du nord-est, du centre du continent et des Rocheuses, mais on prévoit une baisse sur la côte du Golfe, dans le sud-ouest et sur la côte Ouest. La figure 48 représente les régions productrices des États-Unis.

C'est dans la région des Rocheuses que la production de gaz naturel devrait s'accroître le plus d'ici 2012; le gros de la production supplémentaire devrait provenir des ressources non classiques. La production de gaz naturel des Rocheuses augmentera, selon les prévisions, de 4,6 Gpi<sup>3</sup> par jour entre 2002 et 2012. Viendra ensuite la région extracôtière du golfe du Mexique, où les rendements devraient s'accroître d'environ 1,2 Gpi<sup>3</sup> par jour entre 2002 et 2012. Des gains sont également prévus pour les régions du nord-est et du centre du continent, où la production de gaz devrait augmenter d'environ 0,3 Gpi<sup>3</sup> et 0,4 Gpi<sup>3</sup> par jour respectivement.

Entre 2002 et 2012, la production de gaz infracôtier dans les régions de la côte du Golfe, du sud-ouest et de la côte Ouest devrait collectivement diminuer d'environ 0,1 Gpi<sup>3</sup> par jour. Quant à la production au large des côtes du Pacifique, elle devrait baisser de 0,1 Gpi<sup>3</sup> par jour pendant cette période.

Figure 48. Régions productrices de gaz naturel aux États-Unis



Source: U.S. FERC

## GNL

Le changement le plus important qui surviendra dans le régime d’approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis sera une augmentation des importations de GNL. Dans le scénario de référence AEO2004, les importations nettes de GNL augmentent de 0,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à 7,1 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012, puis à 13,2 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2025.

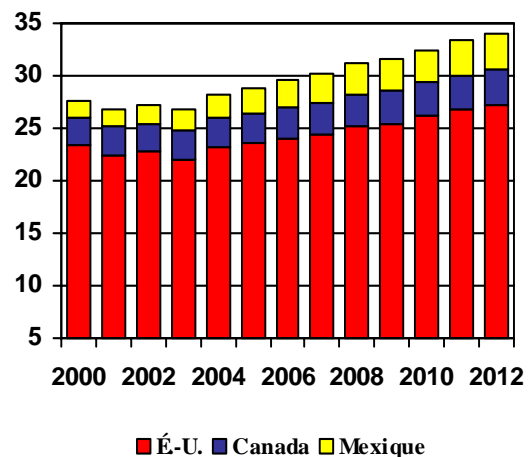
En revanche, toujours pendant la période 2002-2012, on prévoit que la production intérieure de gaz progressera au rythme de 1,1 p. 100 par année, passant de 52 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2002 à 57,8 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012. Parmi les 11,2 Gpi<sup>3</sup> supplémentaires produits aux États-Unis au cours de cette période, environ 60 p. 100 seront des importations de GNL, alors que le reste proviendra des champs de production intérieurs.

## DEMANDE JUSQU’EN 2012

On prévoit que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord connaîtra une croissance soutenue d’ici à 2012. Cette hausse s’explique de nombreuses façons : un resserrement des normes environnementales qui encourage

l’utilisation du gaz naturel, la construction de centrales à cycle combiné à gaz naturel relativement efficaces et bon marché, ainsi que l’expansion de l’infrastructure du gaz naturel jusque dans les coins les plus reculés de l’Amérique du Nord.

Figure 49a. Prévision de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, en Tpi<sup>3</sup>

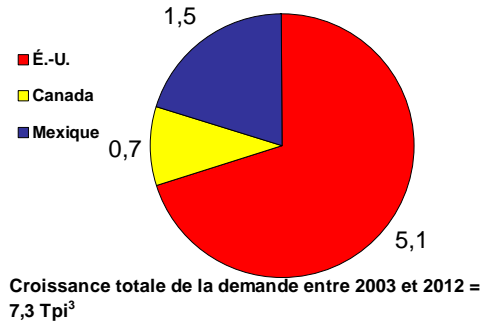


On prévoit que tous les secteurs vont au moins conserver leur niveau de consommation actuel; la plupart s’attendent à des augmentations. La consommation de gaz

## Perspectives

naturel dans le secteur de la production de l'électricité va monter en flèche et augmenter de plus du double d'ici à 2012.

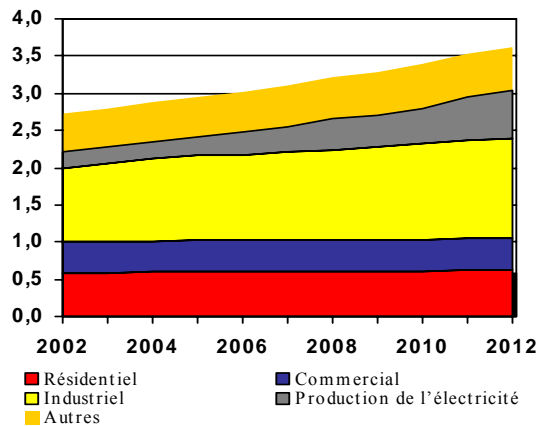
Figure 49b. Répartition de la croissance de la demande, en Tpi<sup>3</sup>



### Canada

L'ONE prévoit que la demande de gaz naturel continuera de progresser jusqu'en 2012. Dans le scénario Techno-Vert, elle passe de 2,75 Tpi<sup>3</sup> à 3,46 Tpi<sup>3</sup> en 2012, soit une augmentation de 26 p. 100.

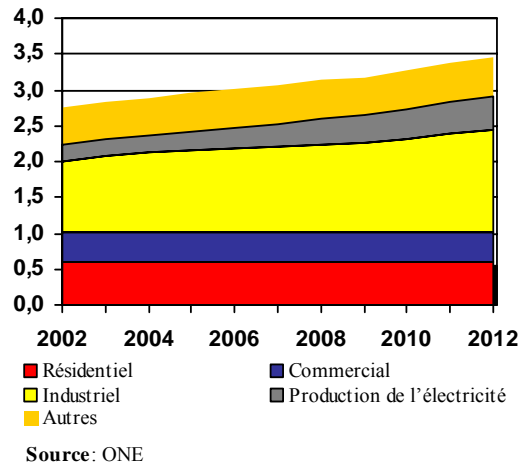
Figure 50a. Prévion de la demande de gaz naturel au Canada, par secteur, scénario Poussée de l'offre



Source :ONE

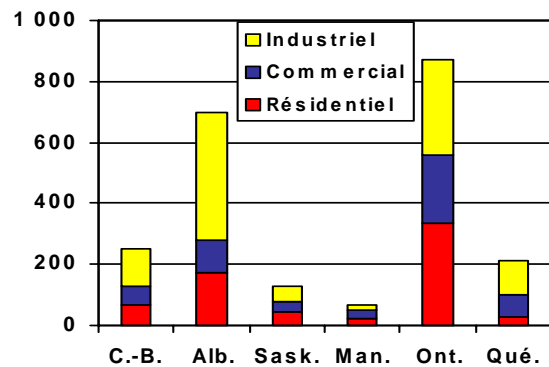
Dans le scénario Poussée de l'offre, la demande progresse de 33 p. 100, passant de 2,75 à 3,62 Tpi<sup>3</sup>. Dans les deux scénarios, la consommation de gaz dans le secteur de la production de l'électricité est le plus puissant facteur de la croissance de la demande : elle

Figure 50b. Prévion de la demande de gaz naturel au Canada, par secteur, scénario Techno Vert, en Tpi<sup>3</sup>/an



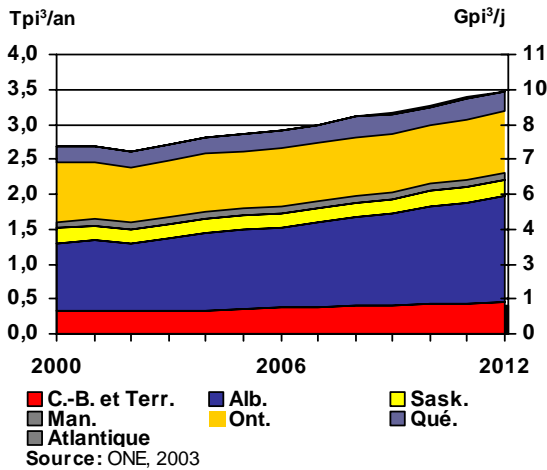
augmentera de plus du double entre 2002 et 2012. Cependant, le secteur industriel conserve la part du lion jusqu'en 2012, puisqu'il représente 41 p. 100 de la demande de gaz naturel dans le scénario Techno-Vert et 37 p. 100 dans le scénario Poussée de l'offre.

Figure 51. Demande régionale et sectorielle au Canada, en Gpi<sup>3</sup>



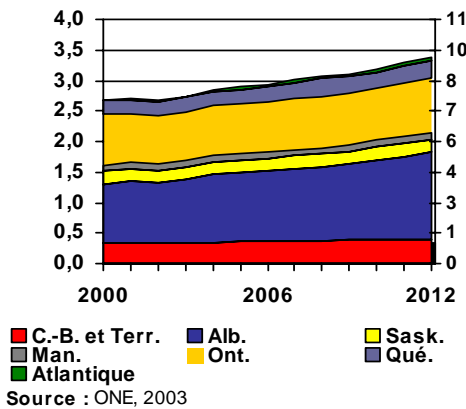
Actuellement, la production canadienne de gaz naturel est répartie également entre les régions de l'Est et de l'Ouest. Cependant, la demande n'est pas répartie uniformément entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel. La demande résidentielle et commerciale est concentrée dans l'Est, où se trouve la majeure

Figure 52a. Prédiction de la demande de gaz naturel au Canada, par région, scénario Poussée de l'offre



partie de la population canadienne, alors que la demande industrielle est plutôt concentrée dans l'Ouest, car les industries qui s'alimentent en gaz naturel se sont concentrées autour de la région productrice du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

Figure 52b. Prédiction de la demande de gaz naturel au Canada, par région, scénario Techno-Vert



On prévoit qu'au cours des dix prochaines années, le centre de gravité de la consommation canadienne de gaz naturel va dériver vers l'ouest, en raison d'une augmentation considérable de la demande industrielle. On s'attend en effet à une hausse de la consommation de gaz dans le secteur de

Figure 53a. Demande récente et projetée de gaz naturel en Alberta, scénario Poussée de l'offre, en Gpi³

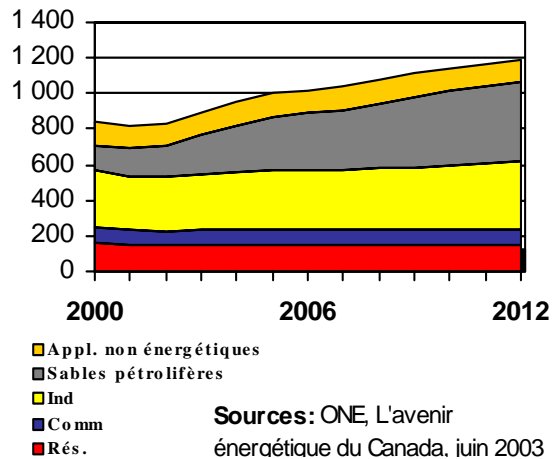
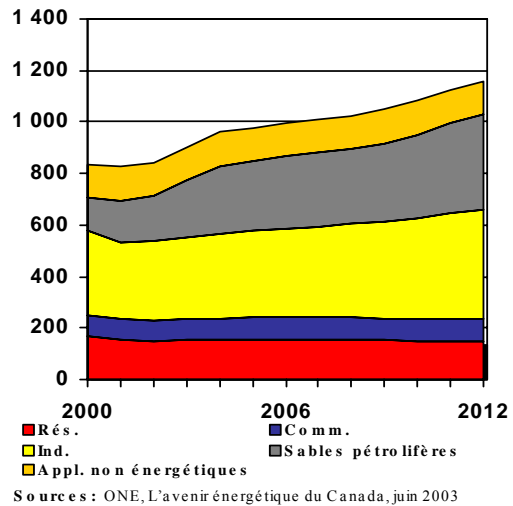


Figure 53b. Scénario Techno-Vert en Gpi³



la production de l'électricité en Alberta et à une croissance de la demande dans les projets d'exploitation de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta.

La consommation albertaine connaîtra une forte croissance dont les principaux moteurs seront la production de l'électricité ainsi que l'extraction et le traitement des sables pétrolifères. Entre 2003 et 2012, la consommation de gaz pour l'extraction ou le traitement des sables bitumineux connaîtra, prévoit-on, une hausse de l'ordre de 66 à

## Perspectives

101 p. 100; de 220 Gpi<sup>3</sup> qu'elle était en 2003, elle passera à 365-442 Gpi<sup>3</sup> en 2012.

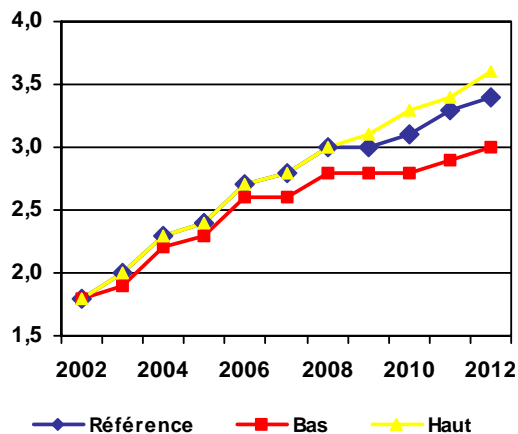
### Mexique

Au cours des dix prochaines années, la demande de gaz naturel au Mexique devrait connaître un taux de croissance annuel moyen (dans l'ensemble) de 6,8 p. 100, passant de 1,8 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 3,4 Tpi<sup>3</sup> en 2012 (voir la figure 54).

#### Secteur de l'électricité

Afin de produire l'énergie dont le Mexique aura besoin pour poursuivre son développement selon les voies qu'il s'est tracées, le secteur de l'électricité utilisera abondamment la technologie du cycle combiné, qui allie efficacité technique et productivité. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) et les producteurs d'électricité indépendants se serviront de cette technologie pour favoriser le développement régional et la protection de l'environnement.

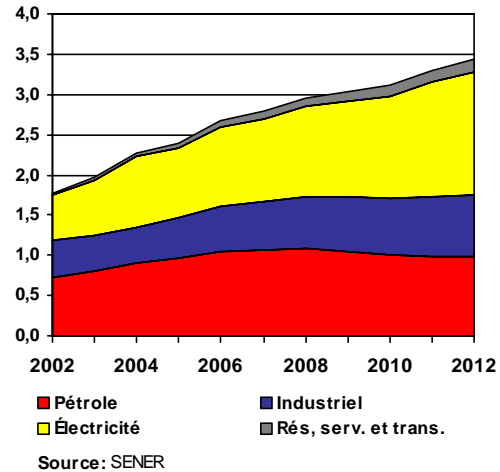
Figure 54. Consommation projetée de gaz naturel au Mexique, en Tpi<sup>3</sup>



Le secteur mexicain de l'électricité sera le plus gros consommateur de gaz naturel. De 0,5 Tpi<sup>3</sup> qu'elle était en 2002, sa

consommation augmentera à 1,5 Tpi<sup>3</sup> en 2012, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 10,8 p. 100.

Figure 55. Demande de gaz naturel au Mexique, par secteur, en Tpi<sup>3</sup>



La prévision de l'évolution de la consommation de gaz naturel tient compte de la croissance de la population, de l'intensité totale de la consommation dans les grandes industries, du respect des normes environnementales et de l'évolution des prix relatifs du gaz et du mazout, entre autres. C'est pourquoi les besoins en gaz naturel vont presque tripler au cours des dix prochaines années et représenteront 44,5 p. 100 de la demande totale en 2012.

Nous présumons que, dans le secteur de l'électricité, le mazout sera remplacé graduellement par le gaz naturel en raison des normes environnementales. En 2004, le volume de mazout remplacé représentera 12,5 p. 100 de la consommation totale. Entre 2003 et 2012, la proportion sera de 5,8 p. 100.

#### Secteur industriel et secteur pétrolier

Le secteur industriel absorbera 22,5 p. 100 de la consommation totale de gaz naturel vers la fin de 2012. Cette projection tient compte du projet d'usine pétrochimique Fénix, dont les opérations devraient démarrer en 2008.

## Perspectives

Actuellement, le secteur pétrolier représente 41 p. 100 de la consommation de gaz naturel. Pemex utilise cette source d'énergie dans ses raffineries pour l'extraction au gaz et la production d'électricité. D'après les estimations de chacune des filiales de Pemex, sauf Pemex Petroquímica (PPQ), on prévoit que la consommation de gaz naturel progressera à un taux annuel moyen de 3 p. 100 et qu'elle passera ainsi de 0,7 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 1 Tpi<sup>3</sup> en 2012. Vers la fin de la période, Pemex représentera 28,6 p. 100 de la consommation mexicaine totale.

### *Secteur résidentiel et secteur des services*

L'implantation du gaz naturel dans le secteur résidentiel et le secteur des services a été plus lente que prévu, à cause des difficultés que les distributeurs ont éprouvées dans leurs programmes d'installation de pipelines. On prévoit que la consommation dans ces secteurs atteindra 0,1 Tpi<sup>3</sup> en 2012 et qu'elle représentera 5,4 p. 100 de la demande intérieure du Mexique.

Le secteur des services affichera une tendance semblable à celle que l'on observe dans le secteur résidentiel. La demande, selon les prévisions, passera de 22,4 Mpi<sup>3</sup>/j en 2002 à 92,6 Mpi<sup>3</sup>/j en 2012. À l'échelle régionale, le taux de croissance dépendra de la taille de la population. La même remarque vaut pour le secteur résidentiel.

### *Secteur des transports*

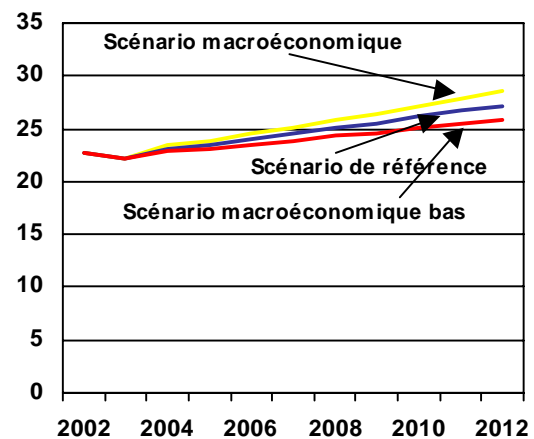
Le marché du gaz naturel dans le secteur des transports est très limité, en raison de plusieurs facteurs. La consommation de gaz, qui se chiffrait à 1,9 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2002, augmentera à 54 Mpi<sup>3</sup> par jour en l'an 2012. Elle représentera environ 1 p. 100 de la demande totale de gaz.

L'estimation de la consommation de gaz naturel dans ce secteur est basée principalement sur les attentes exprimées par les principaux acteurs de l'industrie et par les entreprises de distribution de gaz naturel qui touchent au secteur des transports. Selon ces intervenants, la dynamique de la croissance du marché des véhicules fait qu'il existe un vaste bassin de consommateurs, mais seuls les véhicules à usage intensif offrent des possibilités d'investissement intéressantes.

### États-Unis

Le taux de croissance de l'économie déterminera en grande partie l'ampleur de la consommation de gaz naturel aux États-Unis. Les deux sont directement proportionnels.

*Figure 56. Consommation projetée de gaz naturel aux États-Unis, dans les trois scénarios, 2002-2012*



Source: EIA

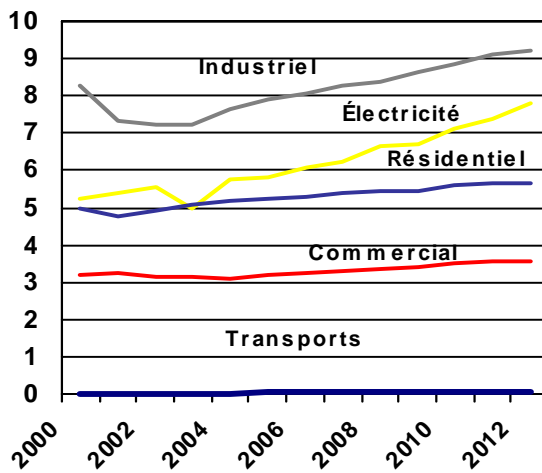
Pendant la période de 2002 à 2012, la croissance annuelle moyenne du Produit intérieur brut (PIB) est de 3,2 p. 100 par année dans le scénario de référence, de 2,7 p. 100 par année dans le scénario macroéconomique bas et de 3,8 p. 100 par année dans le scénario macroéconomique haut.

Dans les scénarios macroéconomiques bas et haut, la consommation totale de gaz en 2012

## Perspectives

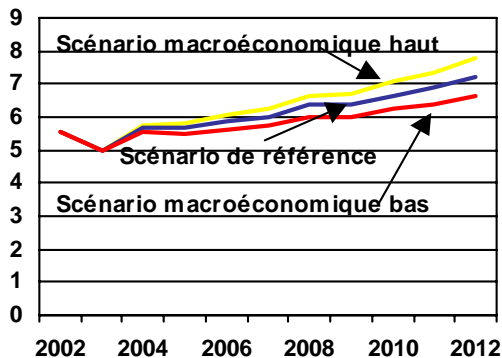
se chiffre à 25,8 et 28,5 Tpi<sup>3</sup> respectivement, contre 27,2 Tpi<sup>3</sup> dans le scénario de référence.

*Figure 57. Consommation projetée de gaz naturel sectoriel aux É.-U., scénario de référence, 2000-2012, Tpi<sup>3</sup>/an*



Source : EIA

*Figure 58. Consommation projetée de gaz naturel aux États-Unis, secteur de l'électricité, dans les trois scénarios, 2002-2012, Tpi<sup>3</sup>/an*



Source : EIA

La consommation de gaz naturel devrait s'accroître dans les cinq secteurs de consommation si le scénario de référence se

concrétise. Sa progression sera maximale dans le secteur de la production de l'électricité, où elle passera de 5,7 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 7,2 Tpi<sup>3</sup> en 2012. La plupart des nouvelles installations de production d'électricité seront alimentées en gaz naturel. Même si on s'attend à une baisse des prix moyens du charbon, les centrales à gaz naturel conserveront un certain nombre d'avantages par rapport aux centrales consommant de la houille : coûts d'investissement plus faibles, meilleure efficacité énergétique, délais de construction plus courts et pollution moindre.

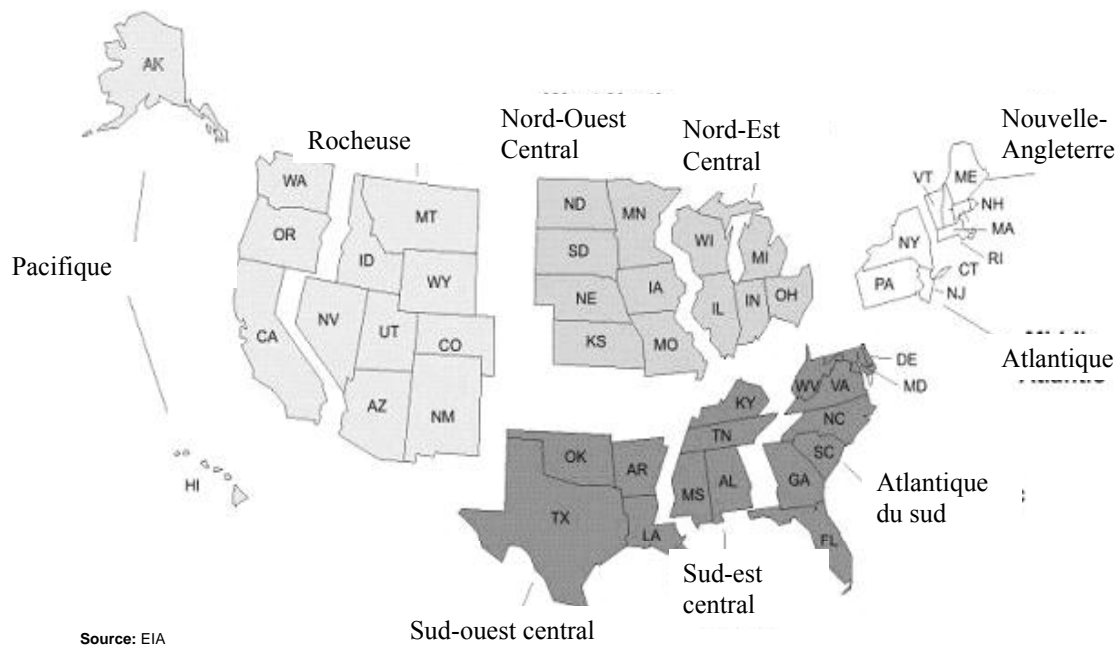
Dans le secteur industriel, la consommation de gaz passera de 7,6 Tpi<sup>3</sup> à 8,7 Tpi<sup>3</sup> en 2012. Dans les secteurs résidentiel et commercial combinés, elle progressera de 1,2 Tpi<sup>3</sup> entre 2002 et 2012. On s'attend également à une augmentation dans le secteur des transports, où la demande sera toutefois limitée à 70 Mpi<sup>3</sup> en 2012.

### *Consommation de gaz naturel dans le secteur de l'électricité*

C'est dans le secteur de l'électricité que la consommation de gaz devrait connaître sa plus forte croissance. Étant donné que les taux de croissance de la consommation d'électricité sont dictés en grande partie par le taux de croissance de l'économie, c'est ici que l'on constate les plus grands écarts entre les trois scénarios. Dans le scénario de référence, la consommation de gaz dans le secteur de l'électricité sera de 7,2 Tpi<sup>3</sup> par année en 2012. Dans les scénarios macroéconomiques bas et haut, elle sera de 6,6 et 7,8 Tpi<sup>3</sup> par année respectivement.

On prévoit que la consommation de gaz naturel augmentera dans les neuf divisions de recensement. À l'échelle régionale, les prévisions de la consommation de gaz reflètent les tendances projetées de l'activité économique, démographique et industrielle. En conséquence, le gros de l'augmentation de la consommation de gaz se produira à l'est du Mississippi et le long de la côte du Pacifique.

Figure 59. Divisions de recensement aux États-Unis

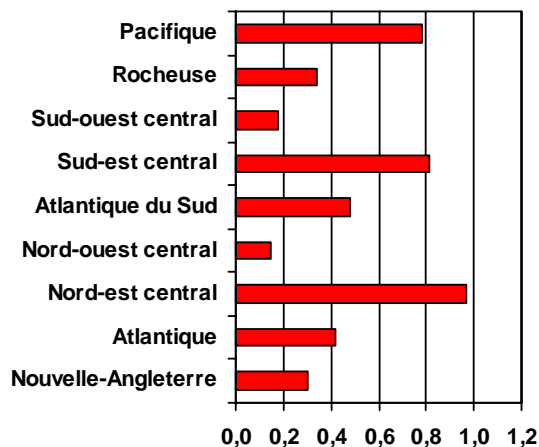


Source: EIA

En 2002, il se consommait à l'est du Mississippi 11 Tpi<sup>3</sup> de gaz naturel, soit 48 p. 100 du total. En 2012, la consommation sera de 12,3 Tpi<sup>3</sup>, soit le même pourcentage. Elle sera maximale dans la division de recensement *East North Central*, où elle progressera de 1,0 Tpi<sup>3</sup> entre 2002 et 2012.

En revanche, la consommation de gaz naturel dans l'Ouest augmentera de 2,3 Tpi<sup>3</sup> par année pendant la période visée par les prévisions. De ce total, 780 Mpi<sup>3</sup> seront consommés dans la division de recensement *West South Central*.

Figure 60. Croissance de la consommation de gaz naturel aux États-Unis, consommation incrémentale, en Tpi<sup>3</sup>



Source: EIA

## ÉCHANGES COMMERCIAUX JUSQU'EN 2012

Le Canada, le Mexique et les États-Unis entretiennent, dans le domaine du gaz naturel, de solides relations commerciales qui vont se poursuivre au cours des prochaines années. Les besoins énergétiques augmenteront au rythme de l'économie nord-américaine. La demande de gaz naturel s'accroît partout en Amérique du Nord et dans le reste du monde. Les échanges commerciaux gagneront donc en importance, tant à l'intérieur de l'Amérique du Nord qu'avec les fournisseurs étrangers de GNL, et ces échanges commerciaux devront s'opérer dans un cadre sécuritaire, écologique, efficace et abordable.

Les trois pays reconnaissent que le gaz naturel est de plus en plus nécessaire et prennent des mesures en vue de mettre en place un marché coopératif qui facilitera la production, l'importation, l'exportation, le transport et la



## Perspectives

distribution du gaz naturel pour répondre à la demande. Les échanges de gaz naturel sont actuellement considérables, mais il subsiste des obstacles économiques, infrastructurels et réglementaires à l'expansion du commerce du gaz naturel et au développement des approvisionnements au Canada, au Mexique et aux États-Unis.

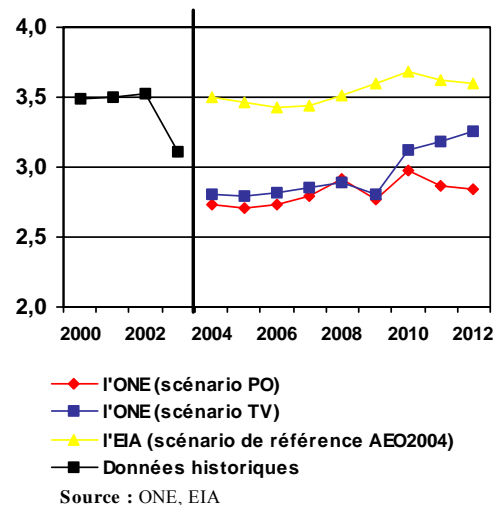
Du fait de la croissance de la demande, et comme il n'est pas possible de mettre en valeur toutes les sources indigènes de gaz naturel de façon rentable, le GNL est un candidat probable pour combler l'écart entre l'offre et la demande de gaz. Pour être en mesure de répondre à la demande en Amérique du Nord, le Canada et le Mexique devront se doter d'installations d'importation de GNL et en faire profiter les États-Unis, de manière à faciliter l'accès des régions aux fournisseurs étrangers. Le marché mondial du GNL ira en augmentant, de sorte qu'il sera important pour l'Amérique du Nord de se doter des moyens nécessaires pour obtenir cette source d'énergie importante en quantités nécessaires.

### Canada

#### *Commerce pipelinier avec les États-Unis*

Le Canada et les États-Unis échangent du gaz naturel dans les deux sens. Le Canada exporte beaucoup plus de gaz aux États-Unis qu'il n'en importe. En 2003, ses exportations se sont chiffrées à 3,5 Tpi<sup>3</sup>, contre des importations de 0,3 Tpi<sup>3</sup>, pour des exportations nettes de 3,1 Tpi<sup>3</sup>. Les importations en provenance des États-Unis ont augmenté considérablement au cours des quatre dernières années, passant de 50 Gpi<sup>3</sup> en 1999 à plus de 370 Gpi<sup>3</sup> en 2003. Les exportations nettes du Canada vers les États-Unis vont demeurer relativement stables

Figure 61. Exportations canadiennes de gaz naturel aux États-Unis en Tpi<sup>3</sup>



jusqu'en 2012. Au cours de la période visée par les prévisions, le commerce pipelinier avec les États-Unis demeurera très volumineux.

La capacité actuelle du réseau pipelinier entre le Canada et les États-Unis devrait être suffisante, grosso modo, pour répondre aux besoins des exportateurs et des importateurs de gaz naturel. Cependant, il pourrait être nécessaire de construire d'autres gazoducs, surtout dans la perspective d'une augmentation des importations de GNL dans l'Est du Canada et de l'accroissement de la production de gaz au large de la côte est du Canada.

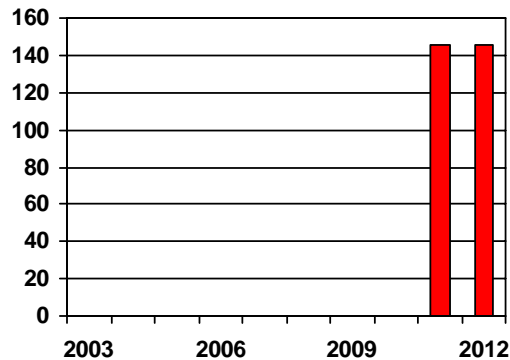
#### *Commerce du GNL*

En 2004, il n'y avait aucun terminal d'importation de GNL au Canada. Cependant, l'ONE prévoit qu'il y en aura un en service en 2011 et qu'on y recevra environ 146 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel par année.

## Perspectives

Toutefois, les importations de GNL pourraient dépasser cette quantité. En octobre 2004, trois des huit projets de terminaux d'importation de GNL au Canada avaient été proposés par des

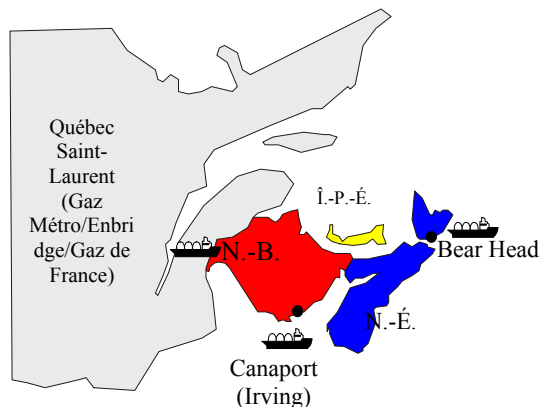
Figure 62. Importations canadiennes de gaz naturel liquéfié, en Gpi<sup>3</sup>



Source: ONE

exploitants. Six projets avaient été soumis à un processus d'examen réglementaire; deux ne l'avaient pas encore été. Dans les Maritimes, deux projets étaient très avancés, celui d'Anadarko en Nouvelle-Écosse et celui d'Irving au Nouveau-Brunswick. Les deux promoteurs s'attendaient à obtenir les approbations réglementaires requises avant la fin de l'année 2004. Si les deux terminaux étaient construits et exploités à la capacité annoncée d'ici à 2008, ils permettraient l'importation de 730 Gpi<sup>3</sup> de gaz par année. Le gaz naturel regazéifié serait destiné aux

Figure 63. Projets de gaz naturel liquéfié Canadiens



Source: ONE

marchés canadiens autant qu'aux importateurs américains.

Si les trois terminaux étaient conçus et construits tel que prévu d'ici à 2008, ils permettraient d'importer en tout 1,75 Gpi<sup>3</sup> de GNL par jour, soit 639 Gpi<sup>3</sup> par année. Cette prévision est beaucoup plus optimiste que celle de l'ONE. Ces importations équivalraient à environ 21 p.100 de la demande canadienne en 2008. Jusqu'à maintenant, aucun des projets n'a encore reçu le feu vert.

### Mexique

Même si le Mexique prévoit actuellement de continuer à importer du gaz américain jusqu'en 2012, il aura recours à plusieurs autres stratégies pour répondre à la croissance de la demande. Outre les importations pipelinières, une des stratégies qu'il entrevoit pour s'assurer un approvisionnement en gaz naturel et diversifier ses sources d'approvisionnement est de promouvoir la construction de terminaux de regazéification pour importer du gaz naturel liquéfié (GNL). C'est dans cette optique qu'en septembre 2003, il a pris la décision de construire un terminal de GNL pour alimenter les centrales de la région d'Altamira (Tamaulipas). Ce GNL servira de combustible dans les centrales à cycle combiné Altamira V, Tuxpan V et Tamazunchale, situées respectivement dans les États de Tamaulipas, de Veracruz et de San Luis Potosí.

Il est prévu de mettre ce terminal en service au quatrième trimestre de 2006. Les besoins de la CFE se chiffreront à 300 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2010 et à 500 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2011. Les centrales Tuxpan V, Altamira V et Tamazunchale seront alimentées par cette source.

Le Mexique examine actuellement une proposition de Chevron-Texaco, qui projette de construire et d'exploiter un terminal de regazéification de GNL à l'intérieur des terres, à côté de l'Isles Coronado, dans l'État de Baja California.

## Perspectives

---

Dans la municipalité d'Ensenada (Baja California), trois compagnies envisagent de construire trois terminaux de GNL afin d'approvisionner le secteur de l'électricité, ce qui ouvrirait des possibilités d'exportation sur le marché nord-américain. Même si les trois promoteurs ont déjà obtenu tous leurs permis, on s'attend à ce qu'un seul d'entre eux construise une installation et la mette en service en 2008.

La CFE considère également la possibilité de lancer un autre processus d'appel d'offres pour faire construire une usine de regazéification semblable sur la côte du Pacifique. Le site de Topolobampo, dans l'État de Sinaloa, est un candidat pour l'installation d'un micro-terminal de GNL; il sera associé à la ville de Lázaro Cárdenas, à laquelle il servira de terminal d'appoint. Finalement, un terminal de réception de GNL pourrait être construit à Puerto Libertad, dans l'État de Sonora.

### États-Unis

On s'attend que la production intérieure de gaz naturel augmentera plus lentement que la consommation au cours de la période visée par les prévisions. L'écart qui se creuse entre l'offre et la demande de gaz naturel aux États-Unis sera comblé par une augmentation des importations. On prévoit que tout le gaz supplémentaire sera importé sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), qui s'annonce compétitif par rapport à la production nord-américaine, et que, dans l'ensemble, la production nord-américaine va diminuer.

Jusqu'à récemment, les importations nettes de GNL représentaient moins de 1 p. 100 de l'offre totale de gaz. En 2003, elles ont plus que doublé et leur part a grimpé à environ 2 p. 100. Selon les prévisions, les importations de GNL aux États-Unis augmenteront dans les trois scénarios AEO2004. Dans le scénario de référence, les importations de GNL se chiffrent à 2,6 Tpi<sup>3</sup> par année en 2012. Dans les scénarios macro-économiques bas et haut, elles sont de 2,0 et de 2,8 Tpi<sup>3</sup> respectivement. Cette projection repose sur les hypothèses suivantes : les quatre terminaux d'importation

de GNL en exploitation (Cove Point, MD, Everett, MA, Lake Charles, LA, et Elba Island, GA) seront agrandis, et plusieurs nouvelles installations de GNL seront construites et mises en service d'ici à 2012, la plupart le long du golfe du Mexique.

Les États-Unis achèteront probablement leur GNL à l'étranger, mais ils diversifieront leurs sources d'approvisionnement et feront un net virage vers un marché mondial du GNL. En général, le commerce du gaz naturel n'est pas aussi fort que celui du pétrole, et les marchés internationaux du gaz sont relativement jeunes et peu développés. Plus de 50 p. 100 du pétrole traverse une frontière internationale avant d'être consommé; à peine 20 à 25 p. 100 du gaz naturel fait l'objet d'un commerce international, et la majeure partie est transportée par pipeline. Le GNL représente environ 25 p. 100 des échanges mondiaux de gaz naturel, ce qui équivaut à environ 6 p. 100 de la consommation mondiale.

Le transport du GNL se fait essentiellement par navire méthanier, ce qui en fait d'emblée une source de gaz intéressante pour les marchés côtiers. Aux États-Unis, ces marchés sont généralement situés dans des régions très peuplées, à l'extrémité du réseau pipelinier. Les importations de GNL sont et vont demeurer des sources d'approvisionnement très importantes pour répondre aux besoins des marchés de la côte Est américaine, où les approvisionnements sont limités. Le GNL représente parfois plus de 30 p. 100 des approvisionnements en gaz en Nouvelle-Angleterre au cours des pointes hivernales. La baisse rapide des coûts à la livraison fait du GNL une source de gaz naturel compétitive pour répondre à la demande de base sur ces marchés. Cependant, il est de plus en plus difficile d'y trouver des sites pour construire de nouveaux gazoducs. C'est pourquoi, même si les terminaux de GNL se construisent de préférence à proximité des grands centres urbains, on prévoit que la plupart seront implantés dans le golfe du Mexique, où il est moins difficile d'obtenir des licences et des permis. Ils seraient situés à l'intérieur d'un réseau de gazoducs bien

développé, de façon à ce que le GNL puisse ensuite rayonner vers tous les grands marchés américains.

La construction de nouveaux terminaux de GNL pourrait être retardée par un processus de réglementation long et fastidieux. Cependant, deux faits récents – la décision de la FERC dans l'affaire Hackberry et la modification de la Deepwater Port Act, permettent d'espérer un raccourcissement des délais de réglementation des nouveaux terminaux de GNL aux États-Unis. Rendue en décembre 2002, la décision Hackberry permet aux exploitants de terminaux de regazéification de GNL de fixer des tarifs en fonction du marché, en étant affranchis de la réglementation de la FERC concernant les services de transport à libre accès et la tarification au coût du service. Essentiellement, la décision Hackberry considère les terminaux de regazéification du GNL comme des installations de production « non juridictionnelles ». En rendant cette décision, la FERC a allégé le fardeau de la réglementation et raccourci les délais procéduraux imposés par la réglementation des services de transport à libre accès et de la tarification au coût du service.

Il existe plusieurs projets de terminaux de regazéification du GNL en milieu extracôtier. On croit en effet que ces installations ne soulèveront pas autant d'opposition que les terminaux de GNL construits sur la terre ferme. En novembre 2002, le Congrès américain a adopté, et le président signé, la Maritime Transportation Security Act de 2002, qui modifiait la Deepwater Port Act. Cette loi dispose que la Maritime Administration (du Département des transports) et le U.S. Coast Guard (du Département de la sécurité intérieure) ont le pouvoir de réglementer la construction des terminaux de GNL en milieu extracôtier. Ces changements ont eu pour effet de lever des obstacles que la réglementation dressait devant les exploitants de terminaux de regazéification en milieu extracôtier, qui n'étaient désormais plus assujettis à la réglementation des services de transport à libre accès (comme l'a fait la décision Hackberry dans le cas des terminaux

infracôtiers). La Maritime Transportation Security Act exige également qu'une décision soit rendue dans un délai d'un an à compter de la date de dépôt d'une demande de construction d'un terminal de GNL extracôtier.

### **PRIX JUSQU'EN 2012**

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord seront sous l'influence de plusieurs facteurs : l'abondance et la qualité des ressources nord-américaines en gaz naturel, les taux de forage, la croissance de l'économie, la météo, les prix mondiaux du brut, l'accès au GNL importé, les taux d'intérêt et d'inflation, et plusieurs autres.

Dans certains marchés régionaux, les prix seront également soumis à des variables locales, comme le degré d'intégration au réseau pipelinier nord-américain, les caractéristiques locales de l'offre et de la demande et la disponibilité de réservoirs de stockage.

Depuis quelques années, on réalise de plus en plus que les ressources nord-américaines en gaz naturel constituent une source d'énergie de qualité et qu'elles ne sont pas inépuisables, et cette prise de conscience est un facteur déterminant des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Dans les principales régions productrices de la côte du Golfe américaine et de l'Ouest canadien, les taux de production et de découverte de nouvelles réserves se sont stabilisés, et l'on s'interroge sur la capacité des bassins de fournir au marché des volumes croissants de gaz naturel. La difficulté à augmenter les approvisionnements nord-américains en gaz naturel, conjuguée à un raffermissement de la demande, ont fait monter les prix du gaz naturel depuis 2000, et on s'attend que cette ascension se poursuivra.

Du côté de la demande, le taux de croissance de l'économie en Amérique du Nord sera un facteur déterminant de l'évolution de la consommation de gaz naturel. De façon générale, une augmentation du taux de croissance de l'économie s'accompagne d'une hausse de la consommation de gaz et, du

## Perspectives

même coup, d'un relèvement des prix. Inversement, une diminution du taux de croissance de l'économie provoque une baisse des prix du gaz à la tête du puits.

Les prix mondiaux du pétrole brut ont également un impact sur la demande et les prix du gaz naturel, en raison de la substitution qui s'opère entre ces deux sources d'énergie. Ainsi, les prix du gaz dépendront en partie du degré de substitution du gaz naturel au pétrole et du prix du pétrole.

L'accès au gaz importé sera un autre facteur important du prix du gaz en Amérique du Nord. Si, comme nous le supposons, l'augmentation de la demande de gaz en Amérique du Nord sera comblée en majeure partie par des importations de GNL, d'autres facteurs commenceront à jouer sur les prix nord-américains du gaz naturel, comme la disponibilité d'une infrastructure d'importation de GNL et le prix du GNL sur les marchés mondiaux.

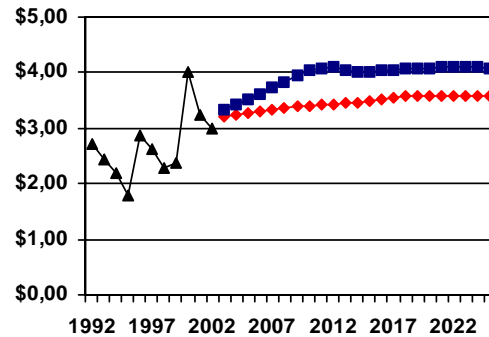
Finalement, les prix du gaz pourraient également être affectés par la mise en valeur des sources de gaz en milieu éloigné et des sources de gaz non classiques en Amérique du Nord, de même que par le délai de construction et le coût des infrastructures dont il faudra se doter pour les mettre en valeur. En outre, le coût de la mise en valeur du gaz et de son transport sur de longues distances à partir des régions pionnières, de même que le coût de conformité aux normes environnementales et à la réglementation dans les régions éloignées, où l'environnement est parfois fragile, pourraient avoir une forte influence sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord.

### Canada

La figure 64 illustre les hypothèses de l'ONE concernant les prix. Dans *L'avenir énergétique du Canada*, l'ONE indique les prix à Henry Hub, en Louisiane, parce que les marchés canadiens et américains du gaz naturel sont interreliés et que Henry Hub est le plus grand

marché de l'Amérique du Nord et le prix de référence le plus souvent utilisé.

Figure 64. Prix Nymex du gaz naturel à Henry Hub, en \$US 2001/MBtu



Source: ONE

Il y aura toujours des différences de prix entre les marchés canadiens et américains. En général, les prix canadiens sont légèrement inférieurs aux prix pratiqués aux États-Unis. Cet écart s'explique par le fait que le rapport entre l'offre et la demande diffère d'un pays à l'autre. En effet, aux États-Unis, la demande dépasse la production intérieure, les importations représentent environ 17 p. 100 des besoins en gaz naturel et, en général, les prix sont plus élevés. Le Canada, quant à lui, exporte plus de la moitié de sa production et bénéficie généralement de prix inférieurs.

Les prix canadiens suivent généralement la courbe des prix américains, mais en demeurant toujours au-dessous. Le différentiel de prix est à peu près égal aux coûts de transport pipelinier entre le Canada et les États-Unis. La figure 65 illustre les écarts mensuels entre le prix à Henry Hub et les prix pratiqués sur deux marchés importants du Canada (AECO, le marché intra-albertain, et Dawn, en Ontario). Comme on peut le constater, les prix pratiqués en Alberta sont un peu moins élevés que les prix à Henry Hub, tandis que les prix à Dawn sont un peu plus hauts.

## Perspectives

Pour établir sa projection des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, l'ONE pose l'hypothèse fondamentale suivante : le pétrole et les produits pétroliers seront de bons substituts du gaz naturel en Amérique du Nord, de sorte qu'un lien étroit s'établira entre les prix mondiaux du pétrole brut et les prix nord-américains du gaz naturel.

En particulier, l'ONE s'attend que le cours mondial du pétrole brut s'établira en moyenne à 22 \$US 2001 le baril (West Texas Intermediate) jusqu'en 2012, d'où les prix Henry Hub suivants :

- prix Henry Hub à 3,50 \$US/MBtu en 2012, dans le scénario Poussée de l'offre.
- prix Henry Hub à 4,09 \$US/MBtu en 2012, dans le scénario Techno-Vert.

Le prix est plus élevé dans le scénario Techno-Vert, parce qu'on présume que les consommateurs auront une nette préférence pour le gaz naturel par rapport aux autres combustibles non renouvelables (p. ex. le pétrole brut et le charbon) en raison de ses avantages environnementaux. Autrement dit, les prix du gaz naturel vont demeurer liés aux prix du pétrole brut, mais les consommateurs seront disposés à payer davantage pour obtenir une source d'énergie moins polluante.

### Mexique

Les projections du Mexique tiennent compte des liens étroits entre les prix du gaz naturel pratiqués au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Les prix mexicains sont indexés aux prix américains par voie de règlement. Comme les consommateurs n'ont pas un choix diversifié de sources d'énergie, le marché n'est pas vraiment concurrentiel. Il s'agit de donner aux consommateurs les bons signaux de prix qui reflètent le coût de renonciation de cette source d'énergie.

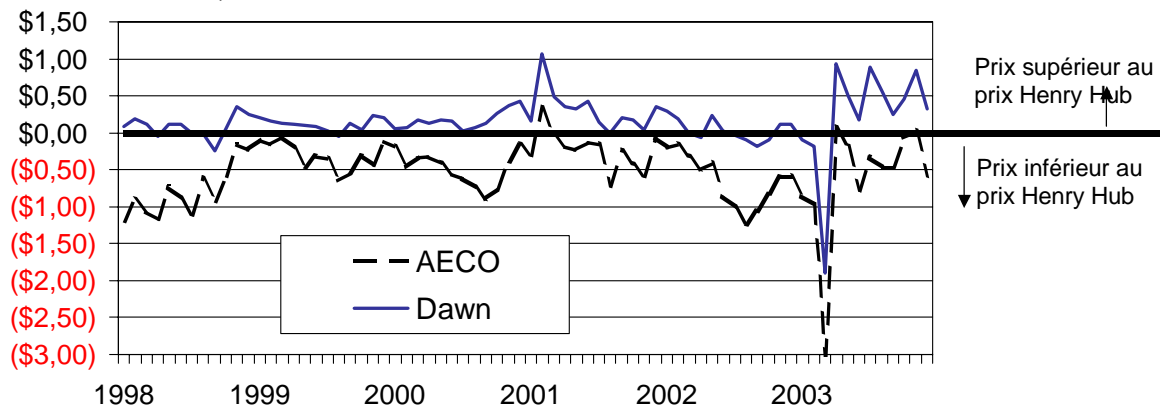
Au Mexique, la demande dépasse l'offre, et Pemex doit combler l'écart par des importations qui, actuellement, proviennent exclusivement des États-Unis. Le Mexique a donc décidé que le prix pratiqué sur le marché du sud-est des États-Unis serait le prix de référence au Mexique. Voilà pourquoi ses prévisions de prix sont établies non pas en fonction des marchés mexicains, mais en fonction des marchés américains.

### États-Unis

Dans le scénario de référence AEO2004, les prix moyens du gaz naturel à la tête du puits augmentent à 3,75 \$US le millier de pieds cubes (\$US 2002) en 2012. Les ressources

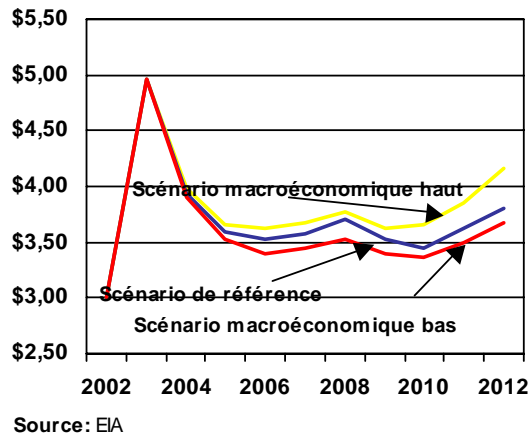
Figure 65. Évolution du rapport entre les prix canadiens et le prix de référence à Henry Hub

Prix nominal en \$US/MBtu



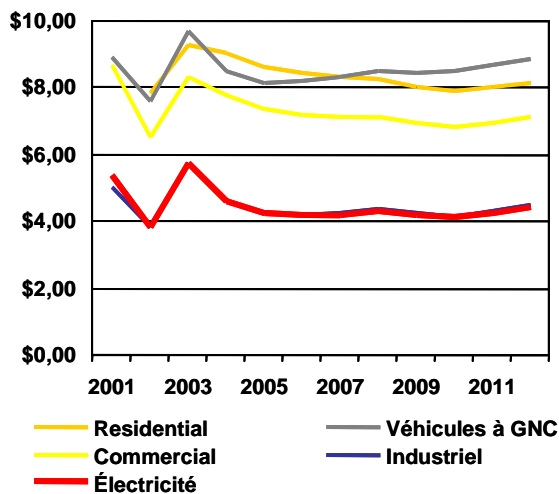
Source: ONE

*Figure 66. Projection des prix moyens du gaz naturel à la tête du puits aux États-Unis, dans les trois scénarios, 2002-2012, en \$US 2003 par millier de pieds cubes*



techniquement récupérables sont suffisantes pour soutenir l'augmentation de la production de gaz dans les trois scénarios. À mesure que les ressources s'épuisent, cependant, les prix à la tête du puits augmentent et, en conséquence, la part des importations de gaz dans la consommation totale des États-Unis passe de 15 p. 100 en 2002 à 22 p. 100 à 2012.

*Figure 67. Projection des prix à la consommation, après livraison, aux États-Unis, dans le scénario de référence, 2002-2012, en \$US 2003 le millier de pieds cubes*



Dans le scénario macroéconomique bas, le prix du gaz à la tête du puits atteint 3,62 \$US le millier de pieds cubes (dollars US 2002) en 2012, tandis que dans le scénario macroéconomique haut, il se chiffre à 4,10 \$US le millier de pieds cubes (dollars US 2002).

Les prix à la consommation, qui étaient relativement élevés en 2002, diminuent au cours de la première partie de la période visée par les prévisions. En 2005, ils amorcent une ascension graduelle par suite de la majoration des prix à la tête du puits. La hausse des prix à la tête du puits est compensée en partie par une baisse des marges moyennes de transport et de distribution, en raison de l'amortissement d'une plus grande proportion de l'infrastructure de livraison.

L'ampleur relative de la marge de transport et de distribution dépend du volume de gaz livré et des besoins en infrastructures du secteur considéré. Par exemple, la marge associée aux véhicules fonctionnant au gaz naturel comprimé (GNC) augmente, parce qu'il faut ajouter le coût de l'infrastructure nécessaire au ravitaillement des véhicules hors flottes. Les prix sont les plus faibles dans le secteur industriel et le secteur de l'électricité, qui reçoivent la majeure partie de leur gaz directement de pipelines inter-États, évitant ainsi des frais de distribution locale. Les centrales répondant à la demande de pointe estivale réduisent leurs coûts de transport, car elles bénéficient de tarifs de transport interruptibles qui sont plus avantageux l'été, lorsqu'il y a de la capacité de disponible dans le réseau pipelinier. Cependant, à mesure que les centrales augmenteront leurs parts du marché du gaz, elles utiliseront davantage des services de transport garantis, plus coûteux.

### APRÈS 2012

Les questions que soulèvera le gaz naturel en Amérique du Nord après 2012 seront semblables à celles qui se posent actuellement : répondre à la croissance de la demande malgré une stagnation voire un déclin de la production à l'échelle continentale; faciliter l'importation d'un grand volume de GNL, malgré l'opposition que soulève localement la construction de terminaux; construire des éléments d'infrastructure tels que pipelines, réservoirs de stockage et puits, malgré l'opposition locale; composer avec l'abondance et la qualité des ressources restantes en gaz naturel; investir dans les activités de mise en valeur exigées par la croissance de la demande de gaz; concilier le désir du public de préserver des terres (et les ressources) avec le désir des producteurs de gaz naturel d'accéder à ces terres pour y effectuer des forages.

Il semble que le GNL sera une importante source supplémentaire de gaz après 2012; les importations pourraient atteindre 14,8 Gpi<sup>3</sup> en 2025. Cependant, pour que cette éventualité se réalise, il faudra construire des installations en Amérique du Nord, notamment des terminaux d'importation et des pipelines supplémentaires pour acheminer cette ressource vers les marchés.

Malheureusement, un grand nombre de sources d'approvisionnement ne peuvent être exploitées faute d'installations de liquéfaction et d'exportation et, dans bien des cas, les ressources en gaz naturel et les capacités de production ne sont pas suffisamment développées. Sans compter les investissements massifs à réaliser par la suite pour que ce gaz arrive en Amérique du Nord sous forme de GNL.

Il existe actuellement en Amérique du Nord plus de projets de construction d'installations de GNL qu'on en a besoin, même dans le scénario de demande le plus favorable. Plusieurs promoteurs se disputeront des sources d'approvisionnement et du financement limités, et on peut donc s'attendre

à ce que la plupart des propositions soient mises en veilleuse.

Le gaz de l'Arctique (delta du Mackenzie, au Canada) et celui de l'Alaska (aux États-Unis) devraient également contribuer dans une large mesure à satisfaire la demande après 2012. Là encore, des investissements massifs s'imposeront.

### Canada

#### *Offre*

À long terme, c'est le problème de la disponibilité des sources d'approvisionnement qui se posera avec le plus d'acuité sur le marché canadien du gaz naturel. Selon les projections de l'ONE, les approvisionnements canadiens en gaz naturel commenceront à décliner après 2012, tandis que la demande intérieure poursuivra son ascension. Les exportateurs, les transporteurs des principaux corridors pipeliniers et les consommateurs de gaz devront s'adapter à cette situation.

Dans ces conditions, il sera important de construire des voies d'accès et de mettre en valeur toutes les sources de gaz naturel, qu'elles soient classiques, non classiques ou situées dans des régions pionnières. La stagnation et la baisse de la production des sources classiques de l'Ouest canadien favoriseront la mise en valeur de sources non classiques comme le méthane des couches de charbon (MCC), le gaz des régions pionnières et le GNL. L'ONE prévoit que ces trois sources de gaz naturel représenteront plus de 50 p. 100 de l'approvisionnement canadien en 2025, comparativement à moins de 1 p. 100 en 2003.

L'abondance des ressources en gaz naturel au Canada demeure un élément d'incertitude important; c'est particulièrement vrai du gaz des régions pionnières et du gaz non classique, comme le MCC. Grâce à ses activités de forage exploratoire et de mise en valeur, l'industrie a approfondi ses connaissances sur le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



(BSOC), et ses estimations commencent à se stabiliser.

En revanche, la mise en valeur des sources non classiques a été très limitée jusqu'à maintenant, et c'est pourquoi les estimations des ressources en gaz naturel non classique et les prévisions de la production demeurent entachées d'une forte incertitude.

Il en va de même des estimations des ressources de la plupart des régions pionnières, qui sont beaucoup plus hypothétiques que celles du BSOC, en raison du peu d'activités d'exploration. Des découvertes ont peut-être été faites dans certaines de ces régions, comme dans l'archipel Arctique, mais le gaz naturel ne sera probablement pas produit avant 2025 en raison du coût élevé des installations de production et de transport construites dans les régions éloignées.

Le cas du GNL est lui aussi incertain. L'ONE prévoit que les importations de ce produit atteindront 438 Gpi<sup>3</sup> en 2018, soit 7 p. 100 de l'approvisionnement total du Canada en gaz naturel. Cependant, étant donné que de nouveaux projets d'importation de GNL au Canada sont annoncés régulièrement, les importations de GNL pourraient être encore plus volumineuses.

### *Demande*

L'ONE prévoit que la demande canadienne de gaz naturel poursuivra son ascension après 2012. Cependant, passé cet horizon, le recul de la production canadienne forcera les consommateurs à effectuer des rajustements importants, en particulier dans le secteur industriel, où il entraînera vraisemblablement le remplacement du gaz par d'autres combustibles. Les promoteurs de projets d'exploitation de sables bitumineux et les producteurs d'électricité pourraient se voir contraindre de reconsidérer l'utilisation du gaz naturel. Cette situation pourrait également se faire sentir dans les secteurs résidentiel et commercial, où elle pourrait se traduire par des prix plus élevés et plus instables.

### *Commerce du gaz naturel entre le Canada et les États-Unis*

La baisse de la production canadienne de gaz naturel après 2012, conjuguée à l'accroissement de la demande, va modifier le régime des échanges commerciaux avec les États-Unis. Les changements à cet égard dépendront de plusieurs facteurs, notamment le rapport entre l'offre et la demande à l'échelle régionale, les prix et les coûts de transport entre les régions. Les acheteurs de gaz adapteront un comportement rationnel, cherchant à obtenir les prix les moins élevés à la livraison, tandis que les vendeurs pratiqueront une politique de prix de valorisation. Il pourrait en résulter une réduction des exportations du Canada aux États-Unis et une augmentation des exportations des États-Unis au Canada.

### *Infrastructure*

En raison de la stagnation de sa production, le Canada dispose actuellement d'une capacité de transport excédentaire sur plusieurs axes pipeliniers partant de l'Ouest canadien. Cependant, la mise en valeur du gaz de l'Alaska et du delta du Mackenzie pourrait changer cette dynamique. Dans les autres corridors, l'exploitation de nouveaux gisements obligera l'industrie à augmenter le réseau pipelinier.

Par exemple, la hausse de la production de gaz naturel prévue au large de la côte Est exigera la construction de nouveaux gazoducs pour livrer le gaz au marché. La construction de terminaux de GNL sur la côte Est exigera également la mise en place de nouvelles canalisations pour acheminer le produit regazéifié sur les marchés.

Il faudra également construire un tout nouveau groupe de canalisations pour transporter le gaz du delta du Mackenzie jusqu'au réseau pipelinier en place, qui commence dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta.

### Mexique

#### *Offre*

À long terme, le secteur mexicain de l'énergie a un défi de taille à relever : continuer à fournir au pays l'énergie dont il a besoin et soutenir le développement durable en utilisant des sources d'énergie respectueuses de l'environnement.

S'il n'y a pas de changement important dans les conditions technologiques actuelles et que le secteur de l'électricité fasse largement usage du cycle combiné, répondre à la demande de gaz naturel sera un défi de taille dans le secteur mexicain de l'énergie. Afin de combler les besoins et de diversifier les importations, le Mexique devra nécessairement accroître sa production intérieure de gaz naturel et construire des terminaux de regazéification du GNL.

Cependant, dans le cadre législatif actuel, la croissance des approvisionnements dépendra principalement des ressources budgétaires du gouvernement fédéral, du succès des activités d'exploration et de l'augmentation des réserves. En outre, le Mexique devra donner la priorité dans ses programmes d'exploration et d'exploitation au gaz naturel non associé et aux pétroles bruts légers. En complément, Pemex devra se doter de nouveaux plans commerciaux pour accroître sa capacité.

L'augmentation de la production intérieure de gaz naturel se traduirait d'abord et avant tout par des économies importantes, grâce à une réduction du prix du gaz naturel dans le sud du Texas et à la possible migration vers le nord du point d'arbitrage de la formule de prix. Deuxièmement, elle aurait un effet positif sur la balance commerciale du pays et favoriserait nettement l'industrie du gaz naturel, dans la mesure où elle encouragerait le consommateur industriel à faire usage de ce combustible plus propre.

Le développement de nouvelles technologies d'extraction du gaz naturel constituera également un problème important au cours des années à venir. La nécessité de mettre en valeur de nouvelles réserves de gaz naturel obligera Pemex à développer ou à acquérir de nouvelles technologies lui permettant de produire rapidement et efficacement des quantités croissantes de gaz.

#### *Échanges commerciaux et GNL*

Pour être efficace, l'industrie du gaz naturel doit notamment disposer d'un système d'approvisionnement adéquat. À moyen et à long terme, on prévoit que les investissements du secteur privé dans les infrastructures continueront d'augmenter. Il sera très important de continuer à promouvoir la construction d'interconnexions de gaz naturel avec la région du sud-ouest des États-Unis, afin de disposer d'un réseau de transport qui permet d'accéder au marché américain à partir de différents points de consommation. L'absence de ces interconnexions aurait pour

effet de ralentir le développement des secteurs de l'économie qui emploient le gaz naturel.

Même si les échanges commerciaux, via le réseau pipelinier, entre les États-Unis et le Mexique continueront vraisemblablement de jouer un rôle fondamental, on s'interroge sur la capacité des États du Sud de continuer à approvisionner le Mexique en gaz naturel. En raison de ces préoccupations, et comme le gouvernement fédéral n'a pas à sa disposition toutes les ressources financières voulues pour accroître la production de gaz naturel, le Mexique a conçu une politique visant à s'assurer un approvisionnement en gaz naturel, à diversifier ses sources d'approvisionnement et à promouvoir la souplesse du marché. Cette politique implique l'utilisation du GNL comme source de rechange.

Ce segment du marché offre des possibilités d'investissement dans des ports de la côte du Pacifique, où le manque d'interconnexions avec le réseau pipelinier national constitue un problème.

La construction de ces terminaux dépendra principalement de la mise en place des canalisations nécessaires pour raccorder les ports au point de consommation, de l'obtention des permis de construction nécessaires et de l'assurance de l'accès à des sources d'approvisionnement sur les marchés mondiaux. Il est important de préciser que l'investissement dans les installations de GNL est ouvert autant au secteur privé qu'à la CFE et à Pemex.

### ***Demande***

À long terme, le secteur de l'électricité demeurera vraisemblablement le principal consommateur de gaz naturel. Les plans d'expansion et de modernisation sont basés sur la technologie du cycle combiné. Des projets en ce sens viennent tout juste d'être mis en chantier ou le seront au cours des prochaines années; les centrales auront une durée de vie prévue d'au moins 30 ans. C'est pourquoi le gaz naturel continuera à jouer un

rôle fondamental dans ce secteur.

On prévoit que les industries à consommation intensive de gaz naturel, comme l'industrie sidérurgique, diminueront leur consommation à mesure qu'elles se doteront de nouveaux équipements capables de rendre plus efficaces et de raccourcir les procédés de production. En revanche, la consommation de gaz naturel augmenterait dans les industries qui en utilisent peu, comme les industries des aliments, de la bière ou du papier.

Dans le secteur résidentiel, on s'attend que le gaz naturel sera de plus en plus substitué au gaz pétrole liquéfié (GPL) à la faveur de l'expansion des réseaux de distribution locale.

### ***Substitution de sources d'énergies***

Dans certaines installations de cogénération, en particulier dans l'industrie pétrolière, il est permis de prévoir qu'on utilisera des combustibles résiduels, comme les résidus sous vide, pour économiser le gaz naturel.

Le secteur pétrolier compte parmi les principaux consommateurs de gaz naturel au Mexique; il s'en sert surtout dans ses activités de production. Le procédé d'injection d'azote dans les puits de pétrole brut est moins coûteux que l'injection de gaz naturel. L'industrie en utilise actuellement dans certains champs de gaz des régions extracôtières, et des projets à l'étude dans la région du Sud prévoient l'utilisation d'azote ou de CO<sub>2</sub>, selon l'état des gisements.

### ***Prix***

Un des facteurs déterminants de la demande de gaz naturel dans certains secteurs sera le comportement des prix. Les prix influenceront également sur les décisions d'investissement et ce facteur pourra jouer dans la réalisation des projets de GNL. Le Mexique aura d'autant plus d'influence sur les marchés nord-américains du gaz naturel qu'il pourra accroître sa production intérieure et concrétiser ses projets d'importation de GNL.

### États-Unis

#### *Offre*

La hausse considérable des prix du gaz naturel ces dernières années a amené les États-Unis à reconsidérer leurs prévisions concernant les tendances de l'évolution des marchés du gaz naturel, la rentabilité des activités d'exploration et de production et l'abondance des ressources en gaz naturel. Les prévisions de l'EIA contenues dans *Annual Energy Outlook 2004* (AEO2004) tiennent compte de ces nouvelles attentes; elles annoncent une plus grande dépendance à l'égard des sources de gaz naturel de rechange, comme le GNL importé (qui implique une expansion des terminaux existants et la construction de nouvelles installations) et à l'égard des ressources de l'Alaska et du delta du Mackenzie, au Canada (qui impliquent la construction du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska et du gazoduc du delta du Mackenzie). Toutes ces hypothèses au sujet de la provenance du gaz et leur cortège d'incertitudes soulèvent des questions sur la façon dont le gaz sera mis en valeur et sur les installations à mettre en place pour acheminer le gaz vers les marchés.

#### *Demande*

Selon les prévisions à long terme de l'EIA, la consommation de gaz naturel aux États-Unis passera de 23,0 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 26,2 Tpi<sup>3</sup> en 2010, puis à 31,4 Tpi<sup>3</sup> en 2025. La production intérieure augmentera plus lentement que la consommation au cours de la période visée par les prévisions; de 19,0 Tpi<sup>3</sup> en 2002, elle passera à 20,5 Tpi<sup>3</sup> en 2010, puis à 24,0 Tpi<sup>3</sup> en 2025. L'écart entre l'offre et la demande sera compensé par les importations, dont le volume augmentera de 3,5 Tpi<sup>3</sup> en 2002 à 7,2 Tpi<sup>3</sup> en 2025.

### *Commerce*

Selon les projections établies aux États-Unis, le GNL deviendra la principale source de gaz importé aux États-Unis en 2015. Les importations nettes par pipeline en provenance du Canada atteindront 3,7 Tpi<sup>3</sup> en 2010 puis se mettront à diminuer à mesure que les champs de gaz canadiens s'épuiseront et que la demande canadienne augmentera. On s'attend que le Mexique demeurera un importateur net jusqu'en 2025, mais les importations américaines serviront principalement à approvisionner les entreprises situées à la frontière du Mexique. L'EIA prévoit que les exportations américaines vers le Mexique diminueront après 2005, puisque les terminaux de GNL construits dans l'État de Baja California, qui entreront alors en service, pourront alimenter le marché mexicain et les marchés américains avoisinants.

La dynamique économique d'un marché nord-américain entièrement intégré serait telle que le gaz circulerait librement entre les États-Unis, le Mexique et le Canada et alimenterait le marché auquel il aurait accès le plus efficacement.

### **PRÉOCCUPATIONS**

Toute entrave à la libre circulation du gaz entre les pays nuirait à l'efficacité du marché nord-américain. En outre, des investissements massifs sont nécessaires pour exploiter tout le potentiel du GNL et des sources de gaz des régions éloignées. Les exigences environnementales et les préoccupations suscitées par la mise en valeur des sources de gaz et la construction des installations soulèvent d'autres questions qu'il importe de régler pour que l'Amérique du Nord puisse avoir accès aux sources de gaz projetées après 2025.

<b>Acronymes</b>			
		NGPA	Natural Policy Act de 1978 (États-Unis)
		RGN	<i>Reglamento de Gas Natural</i> (règlement mexicain sur le gaz naturel)
AEO	Annual Energy Outlook (produit par l'EIA des États-Unis)		
AGA	American Gas Association	NPC	National Petroleum Council (États-Unis)
Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes		
MH	méthane de houille	RNCan	Ressources naturelles Canada (ministère canadien de l'Énergie)
CRE	Comisión Regulatoria de Energia (commission mexicaine de réglementation de l'énergie)	OCSLA	Outer Continental Shelf Lands Act (États-Unis)
CFE	Comisión Federal de Electricidad (compagnie d'électricité d'État du Mexique)	Pemex	Petroleos Mexicanos (compagnie pétrolière et gazière d'État du Mexique)
DOE	Département américain de l'énergie	PND	Plan national de mise en valeur de l'énergie (mexicain)
EIA	Energy Information Administration des États-Unis	SENER	Secretara de Energia (secrétariat mexicain à l'énergie)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)	Tpi <sup>3</sup>	billion de pieds cubes
ALE	Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis	E.-U.	États-Unis
GATT	Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce	\$US	dollar américain
IMP	Instituto Mexicano del Petroleó	BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CDL	Compagnie de distribution locale		
GNL	Gaz naturel liquéfié		
GPL	Gaz de pétrole liquéfié		
kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes		
MBtu	million de British thermal units		
Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes		
CCM	Comité consultatif multipartite		
MW	mégawatt		
GTNAE	Groupe de travail nord-américain sur l'énergie		
ALENA	Accord de libre-échange nord-américain		
ONE	Office national de l'énergie (organisme de réglementation canadien)		
NEPA	National Environmental Policy Act (États-Unis)		
NGA	Natural Gas Act de 1938 (États-Unis)		

---

## GRANDS INTERVENANTS

### Canada

#### Ressources naturelles Canada (RNCa)

##### *Organismes de réglementation :*

Ressources naturelles Canada (RNCa) a la responsabilité de l'élaboration de la politique fédérale de l'énergie et doit conseiller le ministre de RNCa et le gouvernement du Canada sur les questions énergétiques. L'Office national de l'énergie (ONE), dont le mandat est de réglementer les pipelines (oléoducs et gazoducs) interprovinciaux et d'exportation et les importations et exportations de gaz naturel, fait rapport au Parlement canadien par l'entremise du ministre de Ressources naturelles Canada.

##### *Producteurs :*

Le Canada compte des centaines d'entreprises productrices de gaz naturel.

##### *Négociants :*

Les négociants agissent comme vendeurs de gaz naturel, pour les entreprises productrices, ou comme acheteurs, pour les consommateurs de gaz naturel.

##### *Sociétés de gazoduc :*

Les sociétés de gazoduc transportent le gaz naturel sur de grandes distances, dans des gazoducs haute pression. Parmi les principales entreprises canadiennes de gazoducs, il faut mentionner TransCanada Pipeline (Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan, Manitoba, Ontario et Québec); Duke Energy Gas Transmission (s'appelait autrefois Westcoast Energy, active en Colombie-Britannique); Alliance Pipeline (Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan); Gazoduc Trans-Québec &

Maritimes Inc. (Québec); Maritimes and Northeast Pipeline (Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick) et Enbridge (propriétaire en partie de Alliance Pipeline et propriétaire de Union Gas).

##### *Sociétés locales de distribution :*

Les sociétés locales de distribution au Canada ont habituellement un droit de franchise pour distribuer la totalité du gaz naturel dans certaines régions. Les plus grands distributeurs canadiens sont BC Gas, Centra Gas BC (toutes deux en Colombie-Britannique), Atco Gas (Alberta), SaskEnergy (Saskatchewan), Central Gas Manitoba (Manitoba), Union Gas et Enbridge Distribution (toutes deux en Ontario), Gaz métropolitain (Québec) et Enbridge Gas New Brunswick (Nouveau-Brunswick).

##### *Réglementation locale :*

Les tarifs locaux à la distribution sont réglementés par des commissions ou conseils provinciaux de réglementation ou directement par un gouvernement provincial comme nous l'illustrons ci-après :

- Terre-Neuve-et-Labrador – Board of Commissioners of Public Utilities
- Île-du-Prince-Édouard – Island Regulatory and Appeals Commission
- Nouvelle-Écosse – Nova Scotia Petroleum Directorate
- Nouveau-Brunswick – Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick
- Québec – Régie de l'énergie
- Ontario – Commission de l'énergie de l'Ontario

## Annexe

---

- Manitoba – Régie des services publics
- Saskatchewan – Ministère de l'Industrie et des Ressources
- Alberta – Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (AEUB)
- Colombie-Britannique – British Columbia Utilities Commission
- Territoires du Nord-Ouest – Régie des entreprises de service public des T.N.-O.
- Nunavut – Ministère des Travaux publics et des Services
- Yukon – Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Il existe un certain nombre d'autres ministères fédéraux et de groupes qui participent à la réglementation du gaz naturel au Canada. À titre d'exemple, l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers est un organisme fédéral-provincial indépendant, qui réglemente les activités pétrolières dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Mentionnons aussi certains ministères fédéraux, par exemple Environnement Canada, qui administre la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Les autres intervenants clés sont Transports Canada et le ministère des Pêches et des Océans.

### Mexique

**Ministère de l'Énergie (SENER)**, qui établit la politique énergétique nationale.

**Petróleos Mexicanos (Pemex)**, constituée d'organismes subsidiaires : Pemex Exploración y Producción, responsable de l'exploration et de la production du pétrole et du gaz naturel; Pemex Gas y Petroquímica Básica, qui se charge de la transformation, du transport et de la commercialisation du gaz naturel; Pemex Refinación, responsable du raffinage, de la distribution et du commerce des produits pétroliers; Pemex Petroquímica, responsable de la production et de la distribution des produits pétrochimiques secondaires, ainsi que Pemex Internacional, à qui est confié le commerce international.

**Comisión Reguladora de Energía (CRE)**, qui réglemente les permis de transport, de distribution et de stockage du gaz naturel, qui surveille le régime de libre accès dans le transport et la distribution du gaz et qui doit s'assurer qu'il n'y a pas d'interfinancement des fonctions du marché.

### **Sociétés de gazoduc**

Il s'agit des entreprises propriétaires des gazoducs et des installations de transport du gaz. Les principales pipelines sont Petróleos Mexicanos – Pemex Gas y Petroquímica Básica, Kinder Morgan Gas Natural México, Gasoductos de Chihuahua, Igasamex Bajío, Energía Mayakan, Tejas Gas de Toluca, FINSA Energéticos, Transportadora de Gas Zapata, Gasoductos del Bajío, Transportadora de Gas Natural de Baja California, Ductos de Nogales, Gasoducto de Tamaulipas et Gasoducto del Rio.

### **Sociétés locales de distribution**

Ce sont les entreprises responsables de la réception, du transport, de l'acheminement et, s'il y a lieu, de la commercialisation du gaz au moyen de gazoducs dans une région

## **Annexe**

---

géographique. Les grandes sociétés mexicaines de distribution sont Gas Natural México, Tractebel, Gaz de France, Sempra Energy, Compañía Nacional de Gas, Gas Natural del Noroeste, Compañía Mexicana de Gas, Gas Natural de Juárez et Distribuidora de Gas de Occidente.

### ***Sociétés d'électricité***

Au Mexique, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) est la société d'État fournissant ces services. Cet organisme est responsable de la production de l'électricité et de son transport/sa distribution comme service public dans l'ensemble du pays, sauf à Mexico et dans la région avoisinante, ce qui comprend les États de Mexico Puebla, de Morelos et de Hidalgo, qui relèvent de la responsabilité de Luz y Fuerza del Centro. Les investisseurs mexicains et étrangers peuvent investir dans le secteur de la production électrique selon diverses modalités. Les régimes les plus importants sont l'auto-alimentation, la cogénération et la production indépendante d'électricité (PIE).

### **États-Unis**

#### **FÉDÉRAL**

##### ***Federal Energy Regulatory Commission (FERC)***

La Commission réglemente la construction des installations (conformité et examens environnementaux compris) et le transport dans le commerce inter-États; elle réglemente les installations touchant l'importation et l'exportation du gaz naturel.

##### ***Département de l'Énergie***

***Office of Fossil Energy*** – Réglementation de l'importation et de l'exportation du gaz naturel

##### ***Département des Transports***

***Office of Pipeline Safety*** – Administration du programme national de sécurité des gazoducs

***Garde côtière américaine*** – Pouvoir délégué pour la sélection des emplacements des installations extracôtières de gaz naturel liquéfié (GNL)

##### ***Département de l'Agriculture***

***United States Forest Service*** – Intendance des terres fédérales

***Département de l'Intérieur*** – Conservation de la faune, sauvegarde des lieux historiques et protection des espèces menacées

***Bureau of Land Management*** – Intendance des terres fédérales

***United States Fish and Wildlife Service*** – Intendance des terres fédérales

***Minerals Management Service*** – Intendance des terres fédérales (plate-forme continentale extérieure); gestion des redevances (côtières et extracôtières)

***National Park Service*** – Intendance des terres fédérales

***Environmental Protection Agency*** – Gestion des lois et règlements fédéraux sur l'environnement

##### ***Département du Commerce***

***National Oceanic and Atmospheric Administration*** – Gestion des zones côtières

#### **ÉTATS**

##### ***State Public Utilities and Services Commissions***

Réglementation des gazoducs intérieurs, des sociétés locales de distribution et des prix du gaz naturel aux utilisateurs. Certains États réglementent les incidences environnementales du gaz naturel, soit par



## **Annexe**

---

leurs propres lois, soit en administrant par délégation les lois fédérales.

### **SECTEUR PRIVÉ :**

#### *Sociétés de gazoduc*

Elles ont la responsabilité de la construction des installations et des services de transport dans le commerce inter-États.

#### *Producteurs de gaz*

#### *Collecteurs de gaz*

#### *Sociétés locales de distribution*

#### *Utilisateurs industriels*

#### *Sociétés d'électricité*

*Propriétaires fonciers, groupes environnementaux, groupes de défense des consommateurs*

En plus de ceux qui ont un rôle direct dans la production et(ou) le transport du gaz naturel, ces groupes participent aux audiences de la commission fédérale de réglementation de l'énergie ou des organismes étatiques de réglementation en tant qu'intervenants officiels ou commentateurs.

## Sources et notes

---

### Canada

L'Office national de l'énergie (ONE) du Canada publie périodiquement des prévisions à long terme de l'offre et de la demande d'énergie au Canada dans le cadre de son mandat normal de surveillance des marchés énergétiques. Aux fins de la présente publication, les projections de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel au Canada sont tirées du rapport publié au début de 2003 et intitulé **L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025**.

On utilise au rapport deux grands scénarios pour établir des estimations de l'offre et de la demande. Dans le scénario « Pression de l'offre », on prévoit un rythme lent de développement technologique et peu de nouveaux règlements environnementaux. Par contre, le scénario « Techno-Vert » prévoit un rythme rapide de développement technologique et des préoccupations croissantes concernant l'environnement.

### Mexique

#### *Demande*

Les projections concernant le gaz naturel proviennent des prévisions 2003-2012 du marché du gaz naturel que le ministère de l'Énergie publie de concert avec Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad et l'Instituto Mexicano del Petróleo.

On y décrit et analyse les besoins du pays pour les dix prochaines années relativement à l'industrie du gaz naturel. On y présente trois scénarios de la demande et deux de l'offre, mais la présente analyse ne porte que sur deux scénarios de référence concernant la demande et le scénario intermédiaire concernant l'offre.

Les auteurs de l'étude évaluent la demande de gaz naturel à l'échelon régional et sectoriel d'après la croissance prévue de l'économie pour les dix prochaines années et mènent également une analyse de l'offre. Les perspectives du marché du gaz naturel reposent sur des enquêtes concernant l'utilisation ultime des combustibles, menées auprès des distributeurs de combustibles, des propriétaires de gazoducs et oléoducs et des industries privées, notamment les sociétés privées d'électricité. En majorité, les données sont mensuelles.

#### *Secteur de l'électricité*

Le scénario de la demande d'électricité découle de l'application coordonnée des modèles économétriques sectoriels et des estimations régionales, soutenues par l'analyse des tendances statistiques et des comportements des secteurs dans les différentes zones.

#### *Secteur industriel*

Moteur principal :

- Croissance du produit intérieur brut (PIB) régional pour chaque groupe d'industries
- Calcul de la consommation énergétique unitaire (CEU) par industrie
- Courbes des possibilités technologiques (CPT) calculées selon un système national de modélisation énergétique
- Les prévisions des tendances utilisent des scénarios de croissance régionale des industries, en tenant compte de la CEU et des CPT
- Substitution de combustibles pour des raisons de coûts
- Substitution de combustibles par l'application de lois sur la protection de

l'environnement dans certaines zones dites « critiques »

- Substitution de combustibles en raison de l'établissement de nouvelles zones de distribution du gaz naturel

### *Secteurs résidentiel et commercial*

- On utilise les régressions régionales par panel pour la somme de la consommation des deux principaux combustibles dans ces secteurs (GPL et gaz naturel).
  - Variables indépendantes : population, produit intérieur brut régional, prix moyen pondéré des GPL et du gaz naturel.
- Estimation de la part du gaz naturel dans la demande totale à l'aide d'un type de courbe de croissance logistique de la pénétration du marché pour chacune des 21 zones d'exclusivité de la distribution du gaz naturel et pour trois zones supplémentaires probablement ajoutées pour une audience publique dans un proche avenir.

La courbe logistique illustre, pour chaque zone, le pourcentage maximal de pénétration du marché du gaz naturel dans ces secteurs au cours des dix prochaines années. Elle est établie d'après les opinions des experts de la CRE et de l'Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), ainsi que les estimations des entreprises distributrices elles-mêmes.

### *Secteur du transport*

Les estimations du nombre de véhicules par habitant utilisent les résultats du modèle de Darguay & Gately (2001) dans lequel cette variable dépend du revenu par habitant, sous forme de courbe de Gompertz.

L'élasticité des prix, du revenu et de la densité de la demande de combustible des véhicules fonctionnant à l'essence, aux GPL

et au GNC repose sur une analyse de régression.

### *Offre*

Du côté de l'offre, dans le scénario intermédiaire rajusté en fonction du risque, on tient compte des projets de la Pemex Exploración y Producción (PEP) ayant reçu une autorisation de financement pour les années à venir et dont la mise en valeur dépendra de l'existence de budgets suffisants, de la capacité de financement de Pemex et du succès des activités d'exploration.

Le scénario de production intègre le programme stratégique sur le gaz (PEG) et les contrats multiservices dans le bassin de Burgos. De plus, la stratégie globale d'augmentation de l'offre de gaz naturel à moyen et à long terme repose sur les éléments suivants : a) reprise de l'exploration dans les zones offrant un meilleur potentiel; b) préférence aux réserves de gaz non associé et c) atteinte de niveaux de production comparables aux pratiques internationales.

Dans ce scénario, on intègre la réalisation de nouveaux projets importants offrant de grandes possibilités d'inclure les réserves et de diversifier les régions de production. Cela signifie qu'en plus du bassin de Burgos pour l'exploration du gaz, les zones de Veracruz, de Macuspana et de la plate-forme continentale du golfe du Mexique sont envisagées.

### *Contrats multiservices*

Les contrats multiservices (CMS) sont des contrats de travaux publics offerts en soumission par Pemex pour l'exécution de travaux de mise en valeur. Le modèle générique garantit à Pemex un contrôle permanent pendant l'exécution des marchés, et on y stipule que les immobilisations construites par les entreprises privées sont la propriété de Pemex. L'entrepreneur n'obtient qu'un paiement fixe pour les

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

travaux exécutés et les services rendus. Il n'a aucune participation au processus de production, non plus qu'aux sociétés de services publics. Le gaz naturel appartient à Pemex, qui le commercialise. Dans le cadre des contrats multiservices, c'est le pays qui est propriétaire des hydrocarbures et qui a le pouvoir de décider en la matière. Pemex conserve le contrôle des activités d'exploration et de distribution. L'entrepreneur n'obtient qu'un paiement fixe pour ses travaux et services.

**Tableau 4. Blocs de CMS adjugés**

Bloc	Adjudicataire	Investissement estimatif (en milliards de \$US)
Reynosa-Monterrey	Repsol	2 437
Cuervito	Petrobras, Teikoku Oil Co. Ltd y D&S Petroleum	0 260
Missión	Industrial Perforadora de Campeche y Tecpetrol	1 036
Fronterizo	Petrobras, Teikoku Oil Co. Ltd y D&S Petroleum	0 265
Olmos	Lewis Energy Group	0 344
<b>TOTAL</b>		<b>4 342</b>

Source : Pemex

Les CMS englobent plusieurs services différents, notamment études sismologiques, forage et mise en valeur, construction et entretien des gazoducs. Auparavant, ces services étaient obtenus individuellement sous contrat.

Les CMS génèrent une série d'avantages pour la modernisation de Pemex et participent au renforcement de l'industrie pétrolière du pays. Grâce aux CMS, la production de gaz naturel augmentera et, par voie de conséquence, il y aura diminution des importations nettes de gaz.

Ajoutons que 5 des 7 CMS offerts dans le bassin de Burgos ont été attribués. On s'attend qu'en 2006, ils généreront entre 467 et 667 Mpi<sup>3</sup> de gaz naturel, soit entre 8 p. 100 et 12 p. 100 de la production nationale.

Dans ces cinq contrats, on prévoit des investissements de 4,3 milliards de dollars US.

En plus du bassin de Burgos, on envisage l'adjudication de nouveaux CMS pour la réalisation des projets de Coatzacoalcos, de Tertiary Gas et de Cuichapa dans les États de Veracruz et de Tabasco, à la fois sur la terre ferme et au large des côtes. Cela donnera un sérieux coup de pouce à la production de gaz non associé au Mexique, grâce à une participation nationale et internationale.

### États-Unis

Les projections présentées ici concernant le gaz naturel aux États-Unis proviennent d'une publication de l'Energy Information Administration (EIA) intitulée « *Annual Energy Outlook 2004* » (AEO2004), parue en janvier 2004. On y aborde plus d'une trentaine de scénarios différents, mais notre exposé ne touche que les projections AEO2004 pour trois scénarios, étiquetés ainsi dans cette publication : scénario de référence, scénario macroéconomique bas et scénario macroéconomique haut.

Les projections qui figurent dans la publication AEO2004 rendent compte non pas de ce qui se produira, mais de ce qui pourrait arriver, compte tenu des hypothèses et des méthodes utilisées. Ces projections reposent sur les lois et règlements en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2003. Elles sont établies en fonction du statu quo, reposant

## Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel

sur les tendances technologiques, économiques et démographiques actuelles.

La publication AEO2004 offre des projections complètes pour toutes les grandes sources d'énergie et toutes les grandes catégories de consommation énergétique. Nous ferons ressortir ici celles qui concernent le gaz naturel. Puisque l'offre et la demande des diverses formes d'énergie sont interreliées, nous n'essaierons pas d'analyser toutes les facettes associées aux projections concernant le gaz naturel.

Les projections sont calculées à partir du système national de modélisation énergétique de l'EIA, le NEMS. Le NEMS est un système informatisé de modélisation énergie-économie pour les marchés énergétiques américains jusqu'en 2025. Il permet d'établir des projections de la production, des importations, de la conversion, de la consommation et des prix de l'énergie, sous réserve des hypothèses relatives aux facteurs macroéconomiques et financiers, aux marchés mondiaux de l'énergie, à la disponibilité et aux coûts des ressources, aux critères des choix comportementaux et technologiques, aux coûts et caractéristiques de rendement des technologies énergétiques, sans oublier la démographie. Le NEMS a été conçu et mis en œuvre par l'Energy Information Administration (EIA) du département de l'Énergie (DOE) des É.-U. Le lecteur qui souhaite des renseignements supplémentaires sur la structure du NEMS ou les hypothèses à la base des scénarios spécifiques associés aux projections analysées ici peut consulter le site Internet de l'EIA à l'adresse <http://www.eia.doe.gov/>.

### *Scénarios-hypothèses de l'AOE2004 et structure du modèle du gaz naturel*

Même si les projections du NEMS sont modulées par toute une gamme d'intrants externes, les deux principaux moteurs sont la croissance économique et les prix mondiaux du pétrole. Pour la période de 2002 à 2012, la croissance annuelle moyenne du produit intérieur brut est de 3,2 p. 100 dans le scénario de référence, de 2,7 p. 100 dans le scénario macroéconomique bas et de 3,8 p. 100 dans le scénario macroéconomique haut. Les prix mondiaux du pétrole devraient, dans les trois scénarios, se situer aux niveaux indiqués en Tableau 5.

Le NEMS représente l'offre intérieure de gaz naturel dans un cadre intégré comprenant les interrelations entre les diverses sources d'approvisionnement continentales, extracôtières et alaskiennes exploitées par des techniques classiques et non classiques, notamment la récupération du gaz de la houille et des formations peu perméables de grès et de schiste. On y analyse les mouvements de trésorerie et la rentabilité pour calculer les forages et les investissements intérieurs dans le secteur du gaz naturel, en fonction des prix, de la technologie et des ressources récupérables. On calcule la production future de gaz naturel dans 12 régions d'approvisionnement, notamment la région extracôtière et l'Alaska. Le module gazier du NEMS internalise également les sources étrangères de gaz naturel, notamment les importations par gazoducs du Canada et du Mexique et les exportations vers ces pays, de même que les importations et les

	Scénario de référence	Scénario macroéconomique bas	Scénario macroéconomique haut
2005	23 30	23 15	23 38
2010	24 17	23 64	24 67
2012	24 53	23 84	25 17

Source : EIA, AEO2004

## **Vision d'un marché nord-américain du gaz naturel**

---

exportations de gaz naturel liquéfié (GNL).

Les besoins futurs en gaz naturel se calculent dans un ensemble de modules de consommation finale représentant les besoins énergétiques dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports. Les modules de consommation

finale établissent des projections des besoins énergétiques dans chacune des neuf régions de recensement. Quant au module de l'énergie électrique, il établit des projections de la consommation d'électricité et des besoins en combustible dans chacune des régions et sous-régions définies par le North American Electric Reliability Council.