

# Analyse du marché nord-américain du gaz naturel

**Patrick González**  
**Carlos Ordás Criado**  
**Markus Herrmann**

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

# Table des matières

---

<b>Glossaire</b>	<b>4</b>
<b>Introduction</b>	<b>5</b>
<b>Le marché nord-américain du gaz naturel</b>	<b>8</b>
<i>L'analyse de la concurrence à court et à long terme</i>	9
La demande et l'offre à court terme	9
Le prix à court terme	10
Les entrées et les sorties	11
<i>La demande et l'offre de long terme</i>	13
Illustration graphique	14
Le marché du GNL	17
L'environnement réglementaire	20
L'intensité énergétique	21
<i>Résumé des prévisions</i>	21
<b>Analyse du marché québécois du gaz naturel</b>	<b>24</b>
<i>Demande par secteur</i>	24
<i>Demande par région</i>	29
<i>Source d'approvisionnement</i>	32
<i>Transport, stockage et distribution au Québec</i>	33
<i>Évolution du marché québécois à court terme</i>	34
<i>Évolution du marché québécois à long terme</i>	35
<b>La place du gaz naturel au Québec</b>	<b>40</b>
<i>La stratégie énergétique du Gouvernement du Québec</i>	43
<i>Potentiel de substitution</i>	44
Secteurs résidentiel, institutionnel et commercial	45
Secteur du transport	45
<i>L'impact de la demande américaine de gaz naturel</i>	52
<b>Analyse statistique des tendances lourdes</b>	<b>55</b>
<i>Grandes tendances basées sur les données annuelles</i>	57
La volatilité des prix	59
Les bris structurels	60
La diversité des prix	62
<i>Grandes tendances basées sur les données mensuelles</i>	66
Les bris structurels et la cointégration	69
<b>Conclusion</b>	<b>71</b>
<b>Références</b>	<b>73</b>
<b>Appendice</b>	<b>76</b>

# Glossaire

---

BCF : Milliard ( $10^9$ ) de pieds cubes.

BP : Multinationale britannique d'envergure oeuvrant dans l'extraction du pétrole et du gaz.

BGR: Institut fédéral pour les géosciences et les ressources naturelles ; institut allemand rattaché au Ministère fédéral de l'économie et de la technologie.

BTU : *British Thermal Unit* ; quantité de chaleur nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré °F à la pression constante d'une atmosphère.

DERA : *Deutsche Rohstoffagentur* (Agence allemande des ressources).

DOE : US Department of Energy.

EIA : *U.S. Energy Information Administration* ; une institution fédérale de collecte de statistiques rattachée au U.S. Department of Energy mais oeuvrant en toute indépendance, selon la loi, de considérations de politiques publiques.

EVA : *Energy Venture Analysis*, une firme américaine de consultants.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

IEA : Agence internationale de l'énergie ; une institution de recherche indépendante créée par l'Organisation de coopération et de développement économiques en 1974.

IHS : Firma américaine de consultants présente notamment dans le secteur énergétique.

Inforum : *Interindustry Forecasting Project at the University of Maryland*. Une institution universitaire.

KCF : Millier de pieds cubes (Mp3 dans les graphiques).

Km<sup>3</sup> : Millier de mètres cubes.

MBTU : Million de BTU (ou MMBTU).

MCF : Million de pieds cubes.

MCO : Moindres carrés ordinaires.

Mm<sup>3</sup> : Million de mètres cubes.

mpg : Milles par gallon.

MRNF : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

Mtep : Mégatonne d'équivalent pétrole.

ONE : Office national de l'énergie ; cette institution fédérale canadienne règlemente le commerce transprovincial du gaz, du pétrole et de l'électricité au Canada.

PIB : Produit intérieur brut.

RFF : Resources for the Future ; une institution académique indépendante sans but lucratif.

TCF : Billion ( $10^{12}$ ) de pieds cubes.

WEA : World Economic Forum (Forum économique mondial) ; fondation à but non lucratif célèbre pour le forum qu'elle organise chaque année à Davos.

# Résumé

---

La présente étude répond au mandat assez large du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste quant aux perspectives de développement du marché du gaz en Amérique du Nord, au Canada et au Québec en particulier sur un horizon de court et long terme. Afin de satisfaire les attentes du comité, nous avons tâché de nous concentrer sur certains points particuliers en fonction de l'information disponible, du temps imparti pour la réalisation de cette étude et des ressources dont nous disposons. Ces réserves avaient été établies dans des discussions préliminaires avec des représentants du comité.

Plusieurs organismes élaborent régulièrement des scénarios de développement de l'industrie du gaz en Amérique du Nord. Nous avons choisi d'expliquer les enjeux sous-jacents à l'établissement de tels scénarios. Si toutes les études prévoient une croissance du marché du gaz sur l'horizon 2025, elles divergent quant à la fermeté de cette croissance. Les différences entre les scénarios atteignent sept TCF (billions de pieds cubes), une différence trop grande pour parler de convergence. Ces différences sont attribuables à i) l'incertitude quant à l'évolution du marché du gaz naturel liquéfié (GNL) ; ii) au resserrement du cadre réglementaire futur, notamment en ce qui concerne le contrôle des émissions de gaz à effet de serre ; iii) et à l'évolution de la structure industrielle nord-américaine.

Nous brossons un portrait du marché du gaz au Québec à partir des données procurées par Gaz Métro qui demeure le principal acteur sur ce marché. Les consommateurs industriels consomment environ la moitié du gaz distribué au Québec mais leurs besoins déterminent tant l'évolution du réseau que les fluctuations de la consommation totale. En outre, les

consommateurs industriels sont concentrés dans quelques régions du Québec, comme au Saguenay-Lac Saint-Jean, où le gaz est essentiellement un intrant industriel. Les consommateurs commerciaux et résidentiels, qui ont un profil de consommation beaucoup plus stable, sont concentrés dans les régions urbaines.

Nous présentons les prévisions disponibles quant à l'évolution du marché du gaz établies par Gaz Métro sur un horizon de trois ans. Sur une plus longue période, nous soutenons que l'évolution de la consommation de gaz est liée comme ailleurs à l'importance du secteur industriel. Comme la part du secteur industriel dans le produit intérieur brut est en baisse constante au Québec depuis dix ans, il ne nous paraît pas plausible que le marché du gaz connaisse un développement spectaculaire dans les années à venir.

Le recours au gaz naturel comprimé ou liquéfié comme carburant dans le transport lourd est un des secteurs de développement potentiels du marché souvent évoqué tant aux États-Unis qu'au Québec où Gaz Métro promeut son projet de « route bleue ». Après examen de quelques études sur ce sujet, nous concluons que le potentiel de développement est modeste mais réel.

Dans le secteur énergétique, le gaz naturel est en concurrence avec le charbon et le pétrole afin d'alimenter centrales électriques. En Amérique du Nord, on distingue trois grandes zones : à l'ouest et à l'est du continent (où est situé le Québec), le recours au gaz domine ; au centre du continent, le charbon domine. Le recours au pétrole est marginal. Depuis les années quatre-vingt-dix, la majeure partie de la nouvelle capacité de génération d'électricité est basée sur le gaz naturel.

Dans la dernière partie de notre étude, nous construisons plusieurs statistiques des données nord-américaines sur les marchés du gaz et du pétrole. Ces statistiques nous permettent notamment d'établir qu'il y a bel et bien une convergence dans les dernières années entre les prix

du pétrole et du gaz, ce qui renforce la thèse de l'intégration croissante des marchés continentaux du gaz permise par le développement du commerce du GNL.

# Le marché nord-américain du gaz naturel

---

La prévision de l'offre et la demande dans le secteur énergétique, en particulier à long terme, est un exercice nécessaire mais rarement concluant. Il est nécessaire parce que cette industrie et son développement demandent d'imposants investissements : les coûts d'une erreur se chiffrent en centaines de millions de dollars. Il est rarement concluant parce que l'évolution de l'offre et la demande dans ce secteur est liée à l'évolution trop souvent imprédictible de l'économie mondiale en général.

L'exercice est toutefois entrepris sur une base régulière par de grandes entreprises (BP, ExxonMobil), des institutions gouvernementales (ONE, EIA, IEA, DERA), des consultants (IHS, ICF, EVA) et quelques institutions académiques (RFF, Inforum). Leurs analyses convergent fréquemment et doivent être entendues comme « l'opinion actuelle » du plus grand nombre. Toutefois, ces organismes mettent eux-mêmes en garde le public à propos de la portée réelle de leurs prévisions<sup>1</sup>.

Bien qu'elles soient élaborées selon des méthodes différentes, ces prévisions sont toujours interprétées dans le cadre théorique général qui décrit l'évolution d'un secteur concurrentiel à court et à long terme. Il nous semble utile de présenter ici ce cadre théorique simple.

---

<sup>1</sup> Cf. la *AEO Retrospective Review*. <http://www.eia.gov/forecasts/ao/retrospective/> Site consulté en septembre 2013. Cf. également Fischer et als (2009).



## **L'analyse de la concurrence à court et à long terme**

Le but d'une telle analyse est de prévoir comment évoluera un marché soumis à des « chocs », *i.e.* à des variations dans les facteurs fondamentaux qui déterminent la demande et l'offre. L'analyse est double en ce sens qu'elle conjugue les phénomènes de court terme et les phénomènes de long terme. La distinction entre les phénomènes de court et long terme dépend du temps nécessaire aux entreprises pour modifier leur capacité de production et aux consommateurs pour ajuster leurs besoins en énergie.

### **La demande et l'offre à court terme**

Dans le secteur du gaz, la demande de court terme représente l'appétit des consommateurs actuels de gaz. Une centrale au gaz récemment construite fait partie de la demande de court terme : elle opérera même si le prix élevé du gaz, ou le prix faible de l'électricité, ne lui permet pas de dégager une marge suffisante pour couvrir le coût d'investissement de la centrale, lequel ne peut être récupéré. En autant que les prix lui permettent de dégager une marge, elle sera présente sur le marché. Si le prix du gaz devient plus élevé que sa valeur une fois transformé en électricité, la centrale choisira de cesser ses opérations, à tout le moins temporairement. Une entreprise commerciale dont les installations de chauffage fonctionnent avec plusieurs sources d'énergie (par exemple, mazout et gaz naturel) optera pour le mazout lorsque le prix du gaz est relativement élevé mais changera pour le gaz si son prix s'abaisse suffisamment. On comprendra ainsi que la quantité demandée de gaz peut varier assez rapidement avec son prix ou le prix d'une autre source d'énergie (les prix de l'électricité et du mazout dans nos exemples). Les ajustements sont toutefois modestes et déterminés par la capacité de consommation installée.

Des ajustements de court terme semblables sont aussi possibles du côté de l'offre. Chaque année, il se fore des milliers de puits de gaz en Amérique du Nord. Selon l'état du marché, le rythme de forage variera (l'intensité des forages est fortement corrélée avec le prix du gaz ; cf. la figure 14 plus bas). Si le prix est bas, une entreprise peut cesser temporairement la complétion d'un puits dans l'attente d'un raffermissement. Si le prix monte, le phénomène sera inversé. Les entreprises qui disposent d'une capacité de stockage rempliront leurs réservoirs lorsque le prix est bas et le libéreront en période de pointe lorsqu'il est élevé. Ainsi, l'offre de court terme varie aussi avec le prix mais dans le sens inverse de la demande. Comme pour la demande, l'ampleur de ces ajustements possibles est déterminée par la structure actuelle du secteur ; par exemple, le nombre de champs en exploitation et l'ampleur des réserves.

### **Le prix à court terme**

Prenons pour acquis que le marché est stable et que l'offre satisfait la demande. Le prix auquel s'échange le gaz sera aussi stable et sera interprété comme la « valeur » du gaz. Nous verrons plus loin comment s'établit cette valeur.

À court terme, quelle que soit cette valeur, ce sont les variations de prix autour de cette valeur qui importent. Ces variations permettent de stimuler l'offre et de rationner la demande afin de préserver le plus possible l'adéquation entre l'offre et la demande. Par exemple, un hiver particulièrement rigoureux ou une canicule inhabituelle peuvent taxer la capacité du réseau d'approvisionner la demande à son niveau usuel. En montant, le prix fait en sorte que les utilisateurs qui peuvent le moins reporter leur consommation (par exemple, les ménages) soient servis en premier. Les clients disposant d'autres options, comme l'entreprise pouvant chauffer à

la fois au mazout et au gaz, vont libérer leur bloc de consommation au bénéfice des premiers. Le prix élevé encourage en outre les entreprises à libérer leurs stocks, ce qui tempère la pénurie.

Le prix de court terme est à la fois sans surprise et imprévisible. Il est sans surprise dans la mesure où l'état de la demande et de l'offre dans le secteur sont connus mais il est imprévisible dans la mesure où il fluctue selon des facteurs imprévisibles qui affectent cette demande et cette offre. On peut tout au plus donner une fenêtre de prix à l'intérieur de laquelle il est raisonnable de penser que le prix puisse fluctuer.

### **Les entrées et les sorties**

Le mécanisme d'entrées et de sorties fait le lien entre les perspectives de court terme et de long terme sur un marché. Il est au cœur de l'exercice de prévision puisqu'il s'agit de comprendre comment l'offre et la demande vont évoluer dans le temps. Nous avons présumé plus haut que l'offre était adéquate, dans des conditions habituelles, pour satisfaire la demande à un prix correspondant à la valeur du gaz. Mais cet équilibre n'est pas éternel.

Par exemple, la consommation d'énergie croît systématiquement à mesure que l'économie croît. L'économie elle-même croît mécaniquement avec la population. Une augmentation de la population se traduira donc à long terme par une plus forte demande, *i.e.* plus de consommateurs. Si l'offre ne change pas, il y aura une pression à la hausse sur les prix. Cette hausse est anticipée par les producteurs potentiels et les incite à investir aujourd'hui pour être présents dans le marché demain (c'est ce qu'on appelle « entrer sur le marché »). La consommation d'énergie est aussi liée avec le revenu des consommateurs : plus les gens sont riches, plus ils se procurent de grandes maisons, plus ils voyagent, plus ils achètent des appareils énergivores. C'est là un autre canal par lequel la croissance économique doit se traduire par une plus forte demande d'énergie. L'exercice

de prévision commande donc d'établir des taux prévus de croissance de l'économie qui se répercuteront sur la demande d'énergie. La plupart des prévisions de la demande d'énergie établies en 2007 ont été notoirement mauvaises parce qu'elles n'intégraient pas la chute brutale de l'économie américaine dans le sillage de la crise des subprimes de 2008.

Si l'évolution anticipée de la demande détermine la quantité échangée et consommée à long terme, l'évolution anticipée de l'offre détermine le prix anticipé. Dans ce type d'analyse, on présume que la structure de marché ne change pas à long terme, c'est-à-dire que le marché va demeurer l'objet d'une vive concurrence entre les entreprises. Par conséquent, quelle que soit l'évolution de la demande, il y aura entrée sur le marché tant que le prix dépassera le coût économique de production. Le prix de long terme est ainsi déterminé par le coût économique de long terme de production (le prix à partir duquel les perspectives de profit disparaissent). Anticiper l'offre revient donc à anticiper le coût de production de long terme, lequel dépend notamment de la disponibilité de la ressource et de l'état des technologies d'extraction et de transport.

Si on peut raisonnablement penser que la demande d'énergie va croître dans le prochain quart de siècle, la nature de cette énergie demeure en grande partie inconnue. Le gaz est un substitut au charbon et au mazout, deux combustibles qui émettent plus de CO<sub>2</sub> en brûlant que le gaz naturel. Si dans dix ans, une taxe importante sur les émissions de CO<sub>2</sub> est imposée, ces deux combustibles coûteront plus cher que le gaz naturel. Un consommateur qui estime un tel scénario réglementaire probable aura tendance à investir dans des équipements fonctionnant au gaz. Il gonflera ainsi la demande de gaz. Prédire l'évolution de la demande de gaz demande donc de prédire l'évolution du cadre réglementaire, ce qui demeure un exercice difficile.

Nous avons vu plus haut que les producteurs accroîtront leur capacité de production (entreront sur le marché) s'ils anticipent que le prix se raffermira à long terme, gonflant ainsi l'offre du marché pour l'avenir. Le même résultat peut survenir si les producteurs pensent pouvoir produire dans l'avenir à un plus faible coût. Ce qui importe c'est le profit, soit la différence entre le prix et le coût de production. Les perspectives de profits peuvent croître même si le prix s'abaisse en autant que le coût s'abaisse davantage.

L'industrie des gaz de shale est relativement jeune, très coûteuse et très complexe. Aux yeux des analystes qui établissaient leurs prévisions avant 2007, il apparaissait peu probable que l'industrie parvienne à dégager d'importantes réserves de gaz à coût concurrentiel grâce aux nouvelles techniques de fracturation et de forage horizontal. Le scénario où les coûts de production grimpaient en flèche à mesure que la capacité d'exploitation des puits conventionnels s'étiolait semblait plus plausible. La surestimation de la demande en 2008 conjuguée à cette sous-estimation de l'offre (plus les coûts de production sont bas, plus l'offre est importante) explique le dérapage des prévisions d'alors.

## **La demande et l'offre de long terme**

Les concepts de demande et l'offre de long terme représentent l'aboutissement du mécanisme d'entrées et de sorties. Nous avons vu que la perspective d'un prix élevé incitait les producteurs à entrer dans le marché afin d'accroître la capacité de production. Cette même perspective incite les consommateurs à opter pour des sources d'énergies moins chères ou plus performantes. À l'inverse, une perspective de prix faible se traduira par un ralentissement des investissements (des « sorties » qui se traduisent par une future baisse de l'offre) et un intérêt accru chez de potentiels consommateurs (l'entrée dans le marché de nouveaux consommateurs).

À l'instar de l'équilibre de court terme, ce jeu d'entrées et de sorties doit éventuellement résulter en un équilibre de long terme, i.e. par une « valeur » future du gaz telle que la demande future correspondra usuellement à la capacité de production qui sera alors installée.

Cette valeur (le prix du gaz à long terme) est estimée à partir de la demande anticipée et des coûts de production de l'industrie : étant donné une estimation de la demande future, on considère qu'un équilibre ne sera atteint que dans la mesure où la rentabilité des entreprises sera assurée sans que le secteur ne soit profitable au point d'attirer encore davantage de capitaux. Si on estime, par exemple, que les entreprises font leurs frais avec un prix du gaz à 5 \$/MBTU, par exemple, on déterminera que l'offre et la demande vont éventuellement s'ajuster (par le mécanisme d'entrées et de sorties) afin que le prix de marché reflète le plus souvent cette valeur.

### **Illustration graphique**

La Figure 1 illustre le jeu entre les différents concepts que nous avons évoqués. L'axe vertical représente le prix du gaz et l'axe horizontal, la quantité de gaz. Les courbes en noir sont du domaine du connu, les courbes en gris sont purement spéculatives. En 2011, le marché est au point *a* au croisement des courbes d'offre *OII* et de demande *DII* de court terme. À ce prix, un prix de 4 \$ par MBTU équilibre les quantités demandée et offerte, soit 23 TCF.

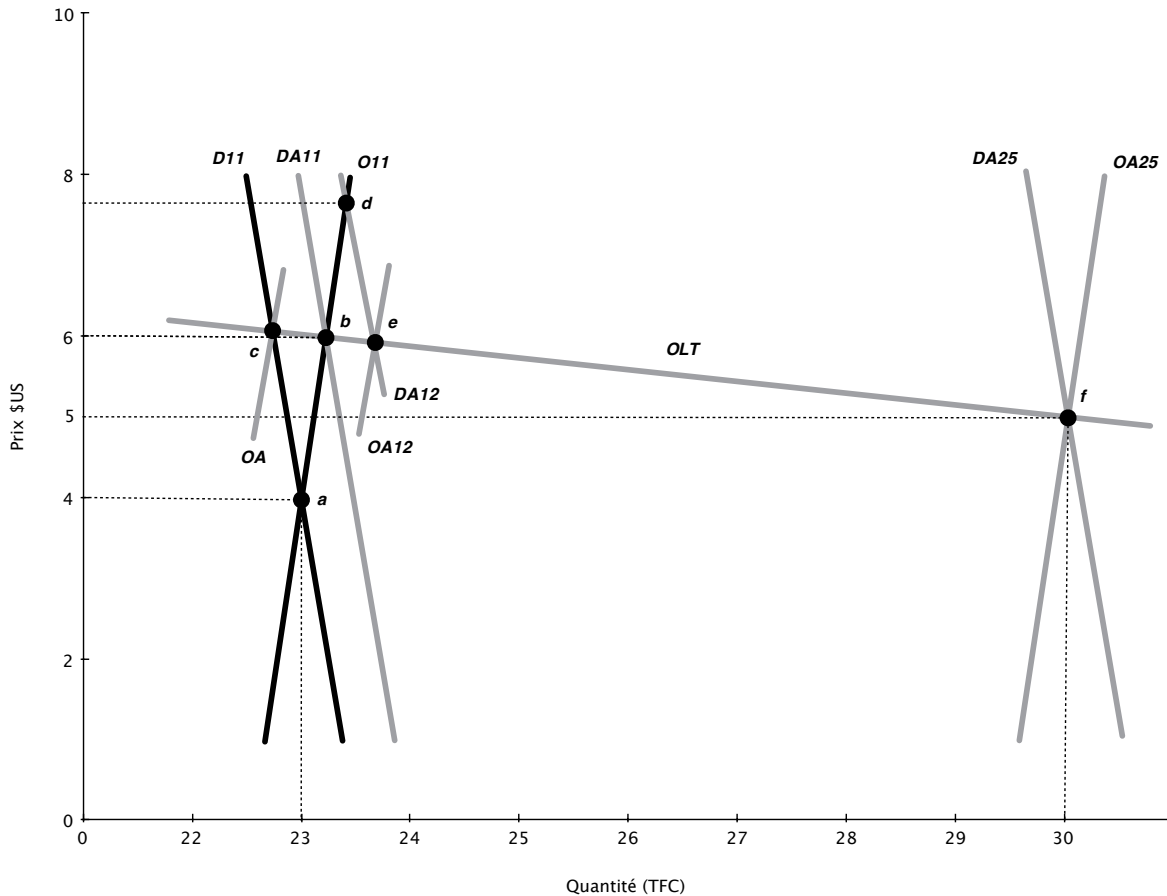


Figure 1. **Illustration graphique des équilibres de court et long terme sur le marché du gaz.**

La courbe *DA11* représente la demande plus forte qui était anticipée par les entreprises alors qu'elles ont pris leurs décisions d'investissement. Les entreprises envisageaient un prix de 6 \$ et leurs décisions, qui ont mené à l'offre *O11*, ont été prises sur la base de ce prix. Si cette demande s'était avérée, l'équilibre du marché aurait été au point *b* un prix de 6 \$, une quantité supérieure à 23 TCF.

À court terme, toute variation soudaine de l'offre ou de la demande entraîne un déséquilibre sur le marché qui est résorbé par une variation de prix. Par exemple, si une reprise soudaine de l'économie américaine faisait en sorte que la demande croisse à *DA11*, le prix grimperait à 6 \$ au point *b*. Une chute subite de l'offre à *OA*, consécutive par exemple à un

accident dans une installation gazière d'envergure, aurait le même effet et ferait grimper le prix à plus de 6 \$ au point *c*. Comme les courbes d'offre et de demande sont plutôt abruptes, on voit que ces variations de prix peuvent être importantes. C'est ce qu'on entend lorsqu'on précise que l'offre et la demande de court terme sont *inélastiques* (de faibles variations de quantité correspondent à de fortes variations de prix).

Le point *b* est sur la courbe d'offre de long terme *OLT*. Cette courbe représente les possibilités de production à long terme de l'industrie qui sont viables financièrement. Au prix de 6 \$, l'industrie est en mesure de rentabiliser une capacité de production correspondant à *OII* au point *b*. Comme la demande n'a été que de *DII* au point *a*, sous la courbe *OLT*, certaines entreprises font actuellement des pertes.

Si on anticipe que la demande en 2012 sera *DA12*, on n'en conclura pas pour autant que le marché sera au point *d* avec un prix avoisinant 8 \$. C'est qu'à ce prix, les entreprises ont intérêt à accroître leurs investissements. On en conclut donc que l'offre devrait aussi augmenter jusqu'à *OA12*, de sorte que l'équilibre soit au point *e*, sur la courbe *OLT*, où les perspectives de profits supplémentaires s'éteignent. C'est là le mécanisme des entrées sur le marché que nous avons évoqué.

L'exercice de prévision jusqu'en 2025 consiste à i) déterminer la forme de la courbe *OLT*, i.e. déterminer la capacité de production à long terme ; ii) déterminer l'intensité de la demande en 2025, i.e. la courbe *DA25*. À partir de ces deux estimations, on peut identifier le point *f* auquel correspondent un prix de long terme – 5 \$ dans cet exemple – et une quantité – 30 TCF.

La courbe *OLT* dépend des possibilités technologiques (par exemple, le coût d'extraction d'un m<sup>3</sup> de gaz en 2025) et de la disponibilité de la ressource. La courbe *DA25* dépend d'une



multitude de facteurs. Parmi les plus simples, on peut la déterminer en extrapolant la courbe avérée *DII* compte tenu du taux de croissance attendu de l'économie.

Mais ce n'est pas le seul scénario envisageable. Si les ressources employées à la production du gaz vendu en Amérique du Nord rapportent davantage lorsqu'elles sont consacrées à d'autres fins, la valeur du gaz n'y sera pas nécessairement déterminée par les coûts de production. Dans le cas présent, la perspective d'un développement rapide du marché du GNL ferait en sorte que le prix du gaz en Amérique du Nord s'alignerait sur le prix mondial. Pourquoi vendre du gaz 5\$/MBTU à un nord-américain si le consommateur japonais est prêt à déboursier 10 \$/MBTU ?

Dans les prochains paragraphes, nous discutons des trois facteurs inconnus susceptibles de modifier la demande future de gaz, soit le développement du marché du GNL, la rigueur de l'environnement réglementaire et l'intensité énergétique.

## **Le marché du GNL**

Transporter du gaz coûte cher. On le consomme d'abord près de son lieu d'extraction. Lorsque la demande le justifie, la construction d'un gazoduc peut en permettre le transport sur de grandes distances. Depuis la construction du gazoduc transcanadien dans la seconde moitié des années cinquante, le Québec et l'Ontario disposent d'un accès au gaz albertain. Les gazoducs peuvent relier des zones géographiquement isolées<sup>2</sup> mais le marché du gaz demeure néanmoins segmenté (Silverstovs et al., 2005) entre l'Europe (qui consomme du gaz provenant de la Norvège, de la Russie et de l'Algérie), l'Amérique du Nord et le Japon (qui consomme avec la Corée du gaz provenant de l'Indonésie, de l'Australie, de la Malaisie et du Moyen-Orient). Cette

---

<sup>2</sup> La Grande-Bretagne est alimentée en gaz naturel par le gazoduc Langeld qui origine de la Norvège. Récemment, en 2012, l'Allemagne a été reliée aux champs gaziers russes par le gazoduc Nord Stream qui repose sur le lit de la mer Baltique.

segmentation se traduit par d'importantes différences dans les prix obtenus à la source et payés à l'importation dans différentes parties du monde. En 2013, on obtenait un MBTU de gaz naturel pour 11 US\$ environ en Europe, pour 4 \$US aux États-Unis et pour 16 \$ au Japon. La même quantité de gaz se vendait 75 ¢ en Arabie Saoudite.

Les transporteurs de gaz naturel liquéfié (GNL) exploitent ces différences. Il est avantageux de transporter par bateau sous forme liquide du gaz acheté à 1 US\$ au Moyen-Orient pour le revendre 16 \$ au Japon si les coûts de sa liquéfaction, de son transport et de sa regasification ne dépassent pas 15 \$. L'industrie du GNL existe depuis la fin des années cinquante et s'est d'abord développée pour approvisionner le marché japonais (WEA, 2013). Vers le milieu de la dernière décennie, le marché du GNL a cherché à se développer vers l'Amérique du Nord où on anticipait une hausse du prix du gaz. Plusieurs projets de ports méthaniers qui recevraient ce gaz ont été proposés, notamment ceux de Énergie Cacouna (développé par TCPL et Pétro-Canada) et de Rabaska (développé par Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France) au Québec. Depuis la chute brutale du prix du gaz en 2008, les projets de ports méthaniers en Amérique du Nord destinés à recevoir et à regazéifier du gaz ont été abandonnés. En revanche, plusieurs projets de ports méthaniers où on liquéfierait du gaz destiné à l'exportation sont à l'étude. On en compte vingt-six dont neuf au Canada<sup>3</sup> (Miles et Eastment, 2013). Plusieurs observateurs envisagent un développement important du marché du GNL à moyen terme (BGR, 2011).

---

<sup>3</sup> Ressources Naturelles Canada en rapporte six officiellement proposés : trois à Kitimat (Douglas Channel LNG, Kitimat LNG et LNG Canada, lesquels ont déjà été autorisés par l'ONE) et deux à Prince Rupert (Pacific Northwest LNG et Prince Rupert LNG) en Colombie-Britannique, ainsi que le projet de Goldboro LNG dans le Comté de Guysborough en Nouvelle-Écosse. Cf. <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/gaz-naturel/1451>.

Un développement nord-américain du marché du gaz destiné à l'exportation peut s'interpréter comme une hausse de la demande locale<sup>4</sup>. Par conséquent, l'incidence d'un tel développement sur les conditions de marché futures dépend de l'évolution des coûts de long terme de l'industrie, tels que nous les avons représentés dans la Figure 1 par la courbe *OLT*. Dans la figure, cette courbe a une pente décroissante, de sorte qu'un accroissement de la demande se traduit à terme par une baisse du prix. Mais il est tout à fait plausible que cette courbe soit horizontale ou croissante. Une courbe de long terme décroissante signifie que l'industrie est tout à fait en mesure d'accroître ses opérations à long terme sans que cela ne se traduise par des hausses de coûts. À l'inverse, une courbe croissante implique que les prix vont monter. Par exemple, Hydro-Québec a une courbe d'offre de long terme croissante parce que les meilleurs sites pour construire un barrage ont déjà été développés (Parkin et al., 2010). Un épuisement anticipé des réserves de gaz se traduirait par une croissance exponentielle du coût de long terme<sup>5</sup>.

L'EIA (2012a) estime que si le marché nord-américain du GNL se développe<sup>6</sup>, de 60 % à 70 % des exportations correspondront à un accroissement de la production locale en 2025. Le reste proviendra donc d'un détournement de la consommation locale vers l'exportation induit par une hausse de 3 % à 9 % des prix. Une telle hausse signale donc une courbe des coûts de long terme légèrement croissante<sup>7</sup>.

---

<sup>4</sup> Les exportateurs de gaz achètent du gaz sur le marché local pour le revendre à l'étranger. Leurs achats s'ajoutent à la demande locale.

<sup>5</sup> Ce scénario est invraisemblable pour la DERA : *Can shortages of one or more of these fossil fuels be expected in the near future? This last question can be answered with a clear "No" from a geological point of view* (BGR, 2011).

<sup>6</sup> Selon Victor (2013), la part de marché du GNL en 2011 s'élevait à 10 %.

<sup>7</sup> L'EIA recourt au National Energy Modeling System (NEMS) pour faire ses prédictions. Il s'agit d'un des modèles de prévision les plus sophistiqués mais il demeure sujet aux limites que nous avons évoquées plus haut. Ressources Naturelles Canada a développé une version canadienne de NEMS, appelée Maple-C, qui ne semble plus toutefois être maintenue à jour (Lemoyne, 2013).

La plupart des prévisions concluent que les États-Unis vont devenir un exportateur net de gaz. L'EIA (2013) prévoit que le niveau des exportations dépassera celui des importations canadiennes et mexicaines dès 2016 ; BP (2013) repousse à 2020 le moment où les États-Unis deviendront un exportateur net de gaz. Ces prévisions reposent sur la conviction que l'Amérique du Nord est un endroit particulièrement favorable pour l'industrie de l'exportation. Outre l'abondance nouvelle de gaz, le développement de cette industrie demande d'énormes investissements dans les ports méthaniers. S'il en coûte beaucoup plus cher pour développer un port d'exportation qu'un port d'importation (la liquéfaction du gaz est une opération plus coûteuse que la regazéification), il en coûte moins cher de convertir un port d'importation en port d'exportation que de construire une toute nouvelle installation (EIA, 2012).

En outre, l'ampleur des investissements en jeu demande le genre d'environnement légal et réglementaire prévisible que proposent des pays comme le Canada, les États-Unis ou Trinidad, mais que n'offre pas un pays comme le Venezuela (EIA, 2012 ; Victor, 2013).

### **L'environnement réglementaire**

La rigueur de l'environnement réglementaire futur est un second facteur qui détermine les prévisions quant à l'intensité de la demande de gaz en 2025. Le gaz est un substitut au charbon. BP (2013), par exemple, prévoit que la consommation de gaz va croître de 0,8 % par année en Amérique du Nord pendant que celle de charbon diminuera de 0,9 % par année<sup>8</sup>. Toutefois, la consommation des biocarburants croît beaucoup plus vite que celle du gaz ; BP envisage une

---

<sup>8</sup> Ce phénomène n'est pas généralisé. Dans les économies émergentes comme la Chine, le charbon demeure le carburant de choix. Weijermars (2012) note que la consommation de charbon a crû plus pendant la dernière décennie que pendant les quatre décennies précédentes combinées, dépassant ainsi toutes les autres sources d'énergie.

croissance de 6,1 % par année. À long terme, les biocarburants pourraient commencer à remplacer le gaz si les exigences environnementales sont resserrées.

### **L'intensité énergétique**

La demande de gaz dérive de la demande d'énergie en général, laquelle dépend de la croissance économique et de l'intensité énergétique, soit la quantité d'énergie nécessaire pour produire un dollar de production. Celle-ci décroît avec le progrès technologique, le resserrement des normes réglementaires et surtout la part du secteur manufacturier dans l'économie. Aux États-Unis, cette part est passée de 25 % en 1970 à environ 10 % aujourd'hui ; le secteur des services prenant le relais. L'intensité de la demande future de gaz est donc liée à l'évolution de la structure de l'économie américaine. Nous verrons plus loin que le même phénomène caractérise la situation au Canada en général et au Québec en particulier.

### **Résumé des prévisions**

Le Tableau 1 résume les prévisions de long terme émises par plusieurs organismes sur l'horizon 2025 pour le marché américain. On remarque que les prévisions de quantité, notamment quant à la production et à la consommation varient énormément. Inforum, par exemple, prévoit que la consommation américaine en 2025 ne dépassera pas 24 TCF alors que le groupe EVA envisage qu'elle dépassera 31 TCF annuellement. Sept TCF est une énorme quantité de gaz : la Californie, l'état le plus peuplé des États-Unis, n'en consomme que deux par année.

Il y a croissance de la production dans toutes ces prévisions (de 15 % pour l'IEA à 40 % sur tout l'horizon pour IHS). Les prévisions quant à l'évolution des importations par gazoduc vont dans les deux sens : l'EIA estime que le flot va s'inverser alors qu'EVA pense que les

importations par gazoduc vont croître de 1,67 à 2,21 TCF. Toutes les prévisions prévoient un renversement du flot de GNL, passant d'importations annuelles de 0,28 TCF en 2011 à des exportations d'au moins un TCF en 2025.

La consommation croît moins vite que la production mais les changements demeurent importants. À l'exception d'ExxonMobil, les prévisionnistes n'anticipent pas de croissance dans les secteurs résidentiel et commercial. La croissance se produit plutôt dans le secteur industriel et, surtout, dans le secteur de la génération d'électricité.

Les variations dans les prévisions de prix sont moins dramatiques. Les prévisions figurent dans une fourchette de 4,39 US\$ pour IHS à 6,34 \$US pour EVA. Comme nous l'avons expliqué plus haut, ces prévisions de prix reflètent les coûts de l'industrie à long terme. Dans la mesure où le bas prix actuel reflète davantage l'état dépressif de la demande que les coûts de l'industrie, ces prévisions s'accordent pour conclure que l'industrie nord-américaine est en mesure d'accroître facilement ses opérations dans l'avenir afin d'accommoder la croissance de la demande.

Notez enfin que toutes les prévisions voient croître de manière importante (en pourcentage) le secteur « Autres » qui inclut ici le transport.

	Prod	Imp	Pip	GNL	Cons	Rés	Com	Ind	Élec	Autres	Prix HH
2011	<b>23</b>	1,95	1,67	0,28	<b>24,36</b>	4,72	3,16	6,77	7,6	2,11	<b>3,98</b>
EIA	<b>28,59</b> <i>1,6 – 24</i>	-1,58	-0,52	-1,06	<b>26,87</b> <i>0,7 – 10</i>	4,44	3,35	7,82	8,45	2,81	<b>4,87</b> <i>1,5 – 22</i>
IHS	<b>32,29</b> <i>2,5 – 40</i>	-1,45			<b>30,88</b> <i>1,7 – 27</i>	4,58	3,23	7,31	12,57	3,19	<b>4,39</b> <i>0,7 – 10</i>
EVA	<b>29,86</b> <i>1,9 – 30</i>	1,05	2,21	-1,16	<b>31,49</b> <i>1,9 – 29</i>	4,98	3,33	8,23	11,75	3,20	<b>6,34</b> <i>3,4 – 59</i>
ICF	<b>32,39</b> <i>2,5 – 41</i>	-0,63	0,6	-1,23	<b>30,34</b> <i>1,6 – 25</i>	5,05	3,01	8,79	10,83	2,66	<b>5,02</b> <i>1,7 – 26</i>
EXX					<b>29,00</b> <i>1,3 – 19</i>	7,00		9,00	13,00		
INFR	<b>26,26</b> <i>1,0 – 14</i>				<b>23,61</b> <i>-0,2 – -3</i>	4,84	3,42	7,07	8,28		
BP	<b>27,18</b> <i>1,2 – 18</i>				<b>27,23</b> <i>0,8 – 12</i>				8,38		
IEA	<b>26,49</b> <i>1,0 – 15</i>										

Tableau 1. **Prévisions de divers organismes sur l'horizon 2025.**

La première ligne rapporte les niveaux actuels rapportés par l'EIA pour 2011. Les unités sont des TCF sauf pour la colonne de prix qui est en dollars US de 2011. Les nombres sous les chiffres en gras sont des taux de croissance ; en chiffres romains : taux de croissance annuel ; en italique : taux de croissance cumulé. Sources : EIA (2013) ; BP (2013) ; IEA (2013) ; ExxonMobil (2012). Les nombres pour BP sont obtenus en employant les taux rapportés pour l'Amérique du Nord aux États-Unis seul. Le rapport de BP est sur l'horizon 2030 ; nous les avons ajustés pour refléter l'horizon 2025 étudié dans le rapport de l'EIA. Prod : production. Imp = Pip + GNL : Importations = Pipeline + Gaz naturel liquéfié. Cons = Rés + Com + Ind + Élec + Autres : consommation = résidentiel + commercial + industriel + électrique + autres. Prix HH : prix au Henry Hub.

# Analyse du marché québécois du gaz naturel

---

Au Québec, 13 % de la consommation d'énergie primaire provient du gaz naturel (MNR, 2013). Environ 97 % de ce gaz est distribué par Gaz Métro (le reste par Gazifère, une filiale d'Enbridge). Faire le portrait du marché du gaz naturel au Québec, c'est faire le portrait de Gaz Métro.

## **Demande par secteur**

En 2012, le secteur industriel consommait environ la moitié du gaz distribué au Québec, le secteur commercial en consommait 40 % et le secteur résidentiel 10 %. Ces proportions changent dans le temps avec les variations de la demande du secteur industriel. La Figure 2 illustre ces variations des quinze dernières années. Les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel ont été construits au milieu des années cinquante pour permettre de favoriser le développement industriel du Québec et de l'Ontario. On note que les demandes des secteurs résidentiel et commercial sont très stables alors que la demande du secteur industriel varie beaucoup, diminuant d'abord de moitié pour revenir à son niveau initial au terme de la période. Encore aujourd'hui, c'est la demande du secteur industriel qui gouverne l'évolution du marché.

Le secteur industriel emploie le gaz naturel avant tout pour produire de la vapeur avec des chaudières (cf. la Figure 3). Parmi les plus gros consommateurs qui emploient le gaz à cette fin, on note les papetières et le secteur alimentaire qui comptent ensemble pour le quart des volumes distribués (cf. la Figure 4). Le gaz est aussi employé dans les procédés industriels à haute



température comme la sidérurgie (métallurgie), la fabrication d'aluminium et les raffineries qui comptent ensemble pour le tiers des volumes. Les procédés industriels à basse température, qui consistent en des opérations de séchage, absorbent 8 % des volumes. On les retrouve notamment dans le secteur des matériaux de construction mais aussi dans le secteur alimentaire aux fins de cuisson.

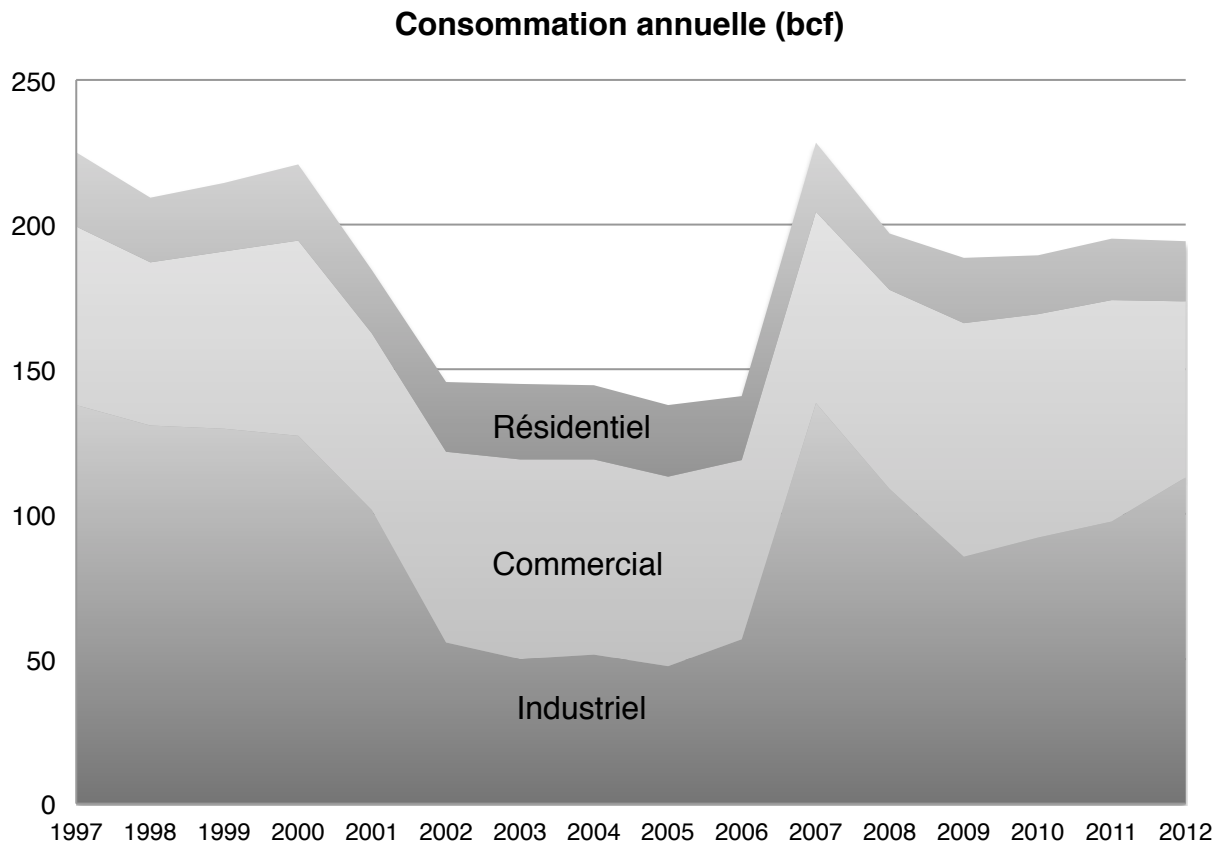


Figure 2. **Évolution de la consommation annuelle de gaz naturel au Québec.**

Source : Statistique Canada, Arrivages et utilisation du gaz naturel, Tableau 129-0002, et calculs des auteurs.

### Usages industriels

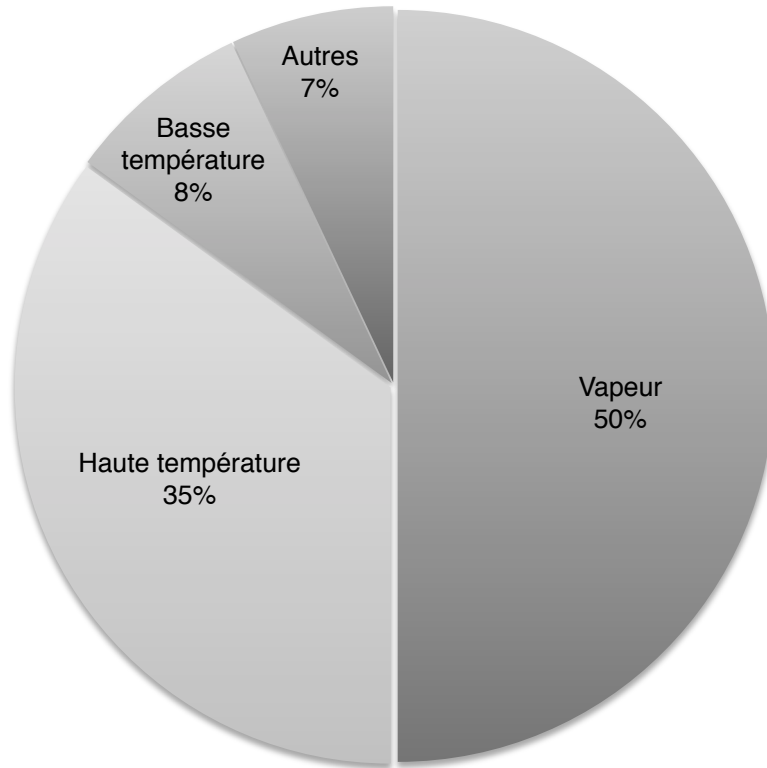


Figure 3. Usages industriels du gaz naturel au Québec.

Source : Gaz Métro.

## Secteur industriel

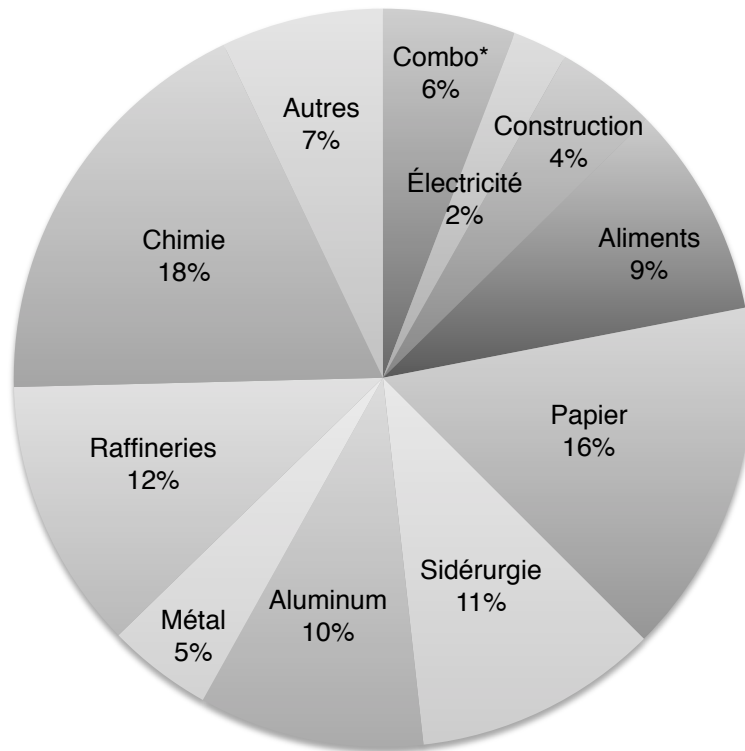


Figure 4. **Répartition par industrie de la consommation de gaz naturel du secteur industriel au Québec.** Combo\* : agriculture, mines, forêts, industrie du meuble, industrie des textiles et cimenteries.  
Source : Gaz Métro et calculs des auteurs.

## Secteur commercial

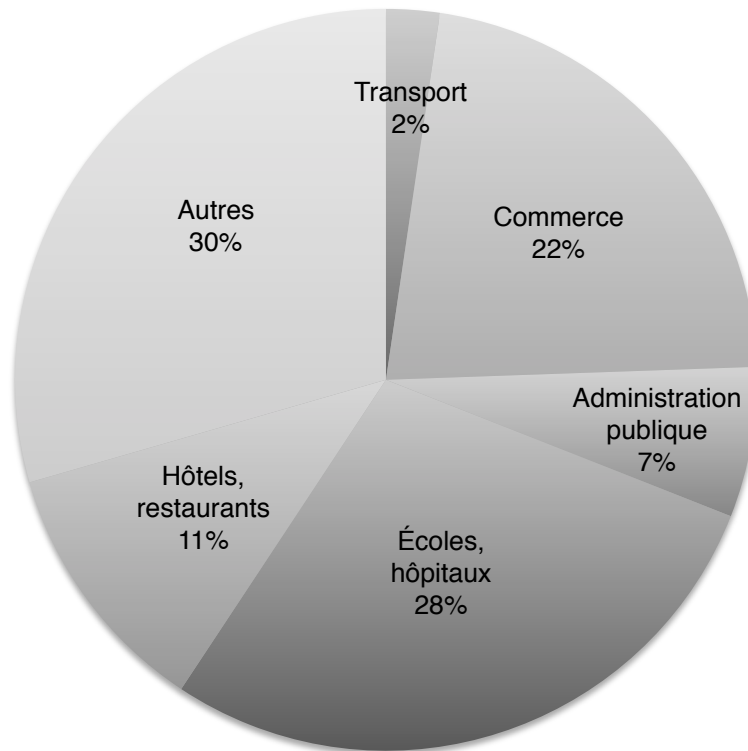


Figure 5. Répartition par types de consommateurs de la consommation de gaz naturel du secteur commercial au Québec.

Source : Gaz métró et calculs des auteurs.

Dans le secteur commercial, le gaz est employé avant tout pour le chauffage mais aussi pour la cuisson dans les restaurants (cf. la Figure 5). Le secteur des transports (traversiers et camions) ne consomme pour l'instant que 2 % des volumes commerciaux. Environ trois cinquièmes de la consommation du secteur résidentiel aboutit dans des immeubles multi-logements. Le reste alimente des maisons unifamiliales.

Tout le gaz distribué dans le secteur résidentiel est acheté par Gaz Métro. Par contre, les clients du secteur commercial achètent eux-mêmes environ le quart du gaz qu'ils consomment et cette proportion grimpe à 60 % dans le secteur industriel. Cette statistique illustre l'importance de la gestion de cette ressource pour chaque type de clients. Les clients résidentiels consomment trop peu de gaz pour qu'il soit avantageux de négocier eux-mêmes leurs approvisionnements. En revanche, pour la clientèle industrielle, le gaz est un intrant important dont elle gère elle-même l'approvisionnement.

## **Demande par région**

La structure de la demande de gaz varie beaucoup par région. Un tiers de la demande est consommé à Montréal et 22 % en Montérégie (Figure 6). Le réseau de Gaz Métro ne s'étend pas jusqu'au Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie, de sorte que ces régions ne sont pas alimentées en gaz. L'Outaouais est desservi par la compagnie Gazifère.

## Distribution par région

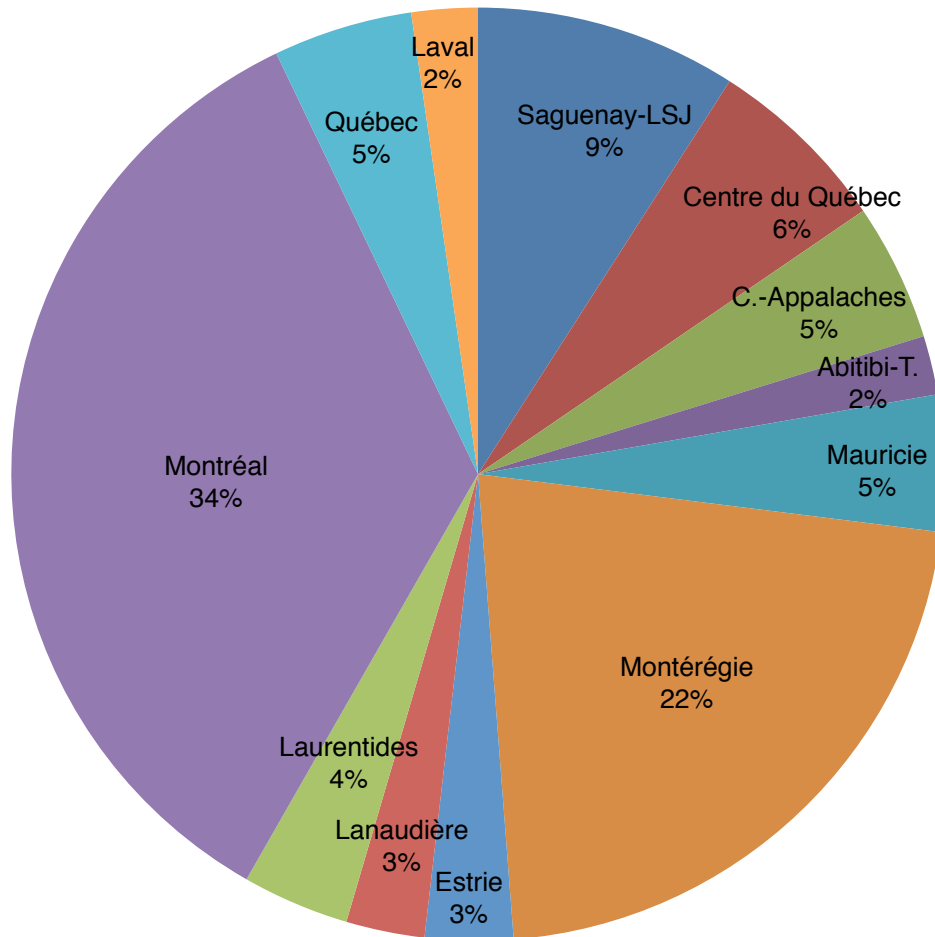


Figure 6. **Distribution de la consommation de gaz naturel au Québec par région.**

La Figure 7 illustre les parts des secteurs industriel et commercial<sup>9</sup> dans chaque région du Québec desservie par Gaz Métro (le secteur résidentiel absorbe le résidu de 100 %). La part du secteur industriel approche 90 % au Saguenay alors qu'elle dépasse à peine 20 % à Laval. Montréal se distingue avec une présence plus forte du secteur résidentiel.

---

<sup>9</sup> Nous avons suivi la convention de Statistique Canada et inclus les clients institutionnels, de même que ceux du secteur des transports, dans le secteur commercial.

Les points blancs représentent une statistique grossière, soit le volume consommé par client. Ainsi, un « client moyen » au Saguenay-Lac Saint-Jean consomme près de quinze fois plus de gaz qu'un « client moyen » à Laval. Cette disparité reflète en fait les différents emplois du gaz naturel. Au Saguenay-Lac-Saint Jean, dans le Centre du Québec et dans Chaudière-Appalaches, le gaz naturel est l'affaire de quelques grosses entreprises industrielles qui consomment de larges volumes. Dans les régions urbaines de Montréal, Québec et Laval, il y a beaucoup de petits clients résidentiels et commerciaux. En moyenne, un client industriel consomme plus de douze fois plus de gaz qu'un client commercial.

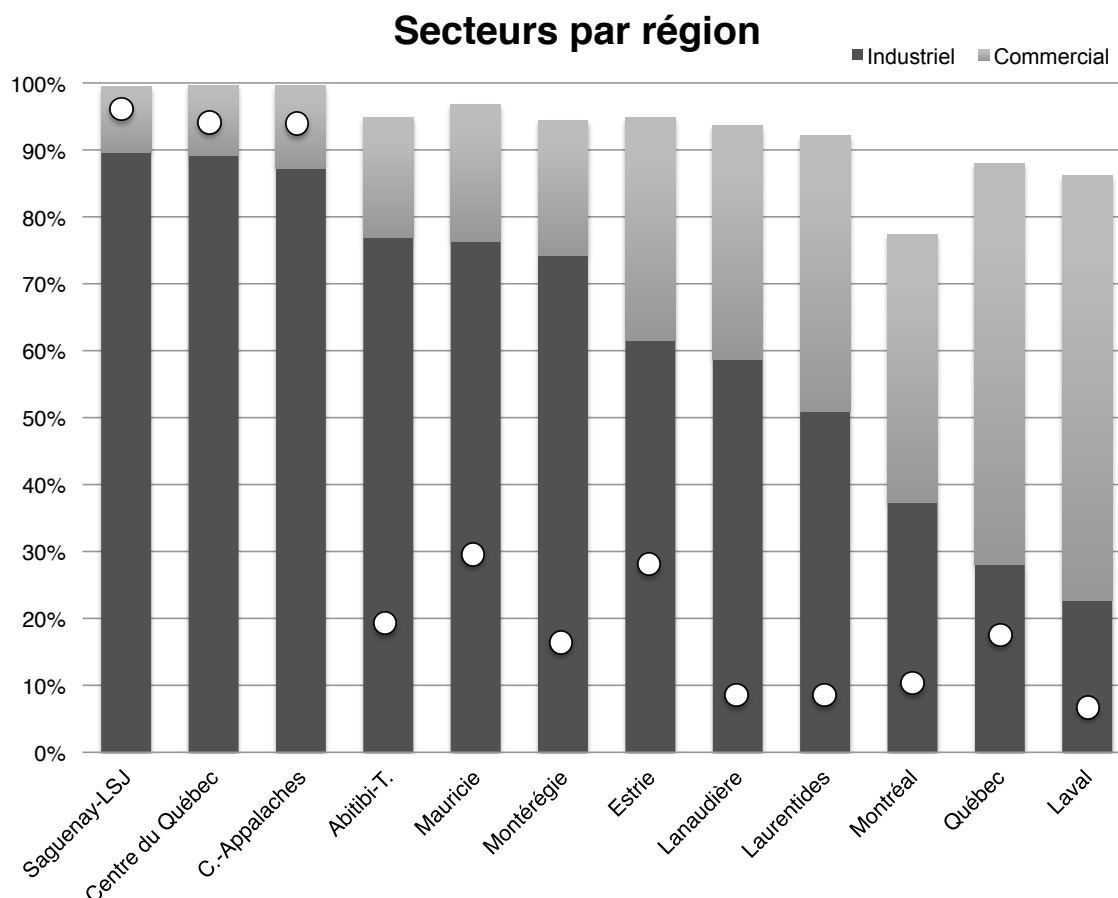


Figure 7. **Répartition par secteur et par région de la consommation de gaz naturel au Québec.** Les points blancs dénotent le volume moyen par client dans la région (sur une échelle de 0 à 20K m<sup>3</sup>).  
 Source : Gaz Métro et calculs des auteurs.

## Source d’approvisionnement

Le Québec ne produit pas de gaz naturel. Le gaz distribué par Gaz Métro provient d’Empress en Alberta et de Dawn en Ontario (où Gaz Métro contracte la plus grande partie de ses achats). Le gaz est acheminé par le réseau de TCPL jusqu’à la frontière québécoise. Gaz Métro



achète aussi une petite quantité de biogaz d'un producteur situé au Québec<sup>10</sup> mais pas de biométhane.

Le prix payé par les consommateurs québécois inclut les coûts de transport, de distribution, d'équilibrage ainsi que le prix du gaz à Empress. Toutes ces composantes sont déterminées par voie réglementaire sauf le prix du gaz lui-même qui résulte du jeu de l'offre et de la demande aux hubs d'Empress et de Dawn. L'ONE réglemente le prix du transport et la Régie de l'énergie du Québec réglemente le prix de la distribution et de l'équilibrage<sup>11</sup>.

## **Transport, stockage et distribution au Québec**

Afin de palier aux pointes de consommation en hiver, Gaz Métro entrepose du gaz en été dans les deux sites d'Intragaz<sup>12</sup> à Pointe-du-Lac (29 Mm<sup>3</sup>) près de Trois-Rivières et à Saint-Flavien (28 Mm<sup>3</sup>) sur la rive sud de Québec qu'elle distribue à ses clients en hiver. L'entreprise dispose en outre d'une grande capacité de stockage à l'Usine d'Union Gas à Dawn en Ontario, laquelle a une capacité de 600 Mm<sup>3</sup>. L'entreprise possède en outre l'usine de liquéfaction LSR (liquéfaction-stockage-regazéification) à Montréal où elle peut liquéfier et stocker jusqu'à 57 Mm<sup>3</sup>.

---

<sup>10</sup> Le plus gros des achats provient de Dawn. En 2013-2014, Gaz Métro achètera 799 Km<sup>3</sup>/jour à Empress et 11Km<sup>3</sup>/jour de biogaz. Le biogaz occupe donc une place tout à fait marginale.

<sup>11</sup> Les opérations d'équilibrage à Dawn sont régies par l'Ontario Energy Board.

<sup>12</sup> Intragaz est la propriété de Gaz Métro et de GDF Québec, une filiale de la compagnie française GDF Suez.

## Évolution du marché québécois à court terme

Gaz Métro est tenue de préparer et de soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie un plan d'approvisionnement qui précise le contexte économique, démographique et énergétique courant, les données sur la demande et les approvisionnements sur un horizon de trois ans et les stratégies que l'entreprise prévoit mettre en œuvre pour assurer d'éventuels approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de son marché.<sup>13</sup> Nous résumons ici les prévisions énoncées par Gaz Métro dans son dernier plan d'approvisionnement (Gaz Métro, 2013).

Sur la base d'hypothèses conventionnelles<sup>14</sup> à propos des conditions économiques susceptibles de prévaloir entre 2013 et 2016, Gaz Métro envisage une hausse des livraisons de 2,3 % en 2014 et de 0,9 % entre 2014 et 2016. Gaz Métro a aussi produit un scénario optimiste et un scénario pessimiste sur le même horizon<sup>15</sup>. Selon le premier, les livraisons croîtraient de 15 % la première année et de 6,4 % au total entre 2014 et 2016 ; selon le second, elles baisseraient de 9,3 % la première année et de 2 % au total pendant les deux années suivantes. Ces scénarios sont illustrés dans la Figure 8.

---

<sup>13</sup> Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement, Loi sur la Régie de l'énergie, section 1.1.

<sup>14</sup> Des moyennes de prévisions établies par Desjardins, les banques canadiennes et le Conference Board du Canada.

<sup>15</sup> Ces « scénarios » doivent plutôt s'interpréter comme les limites d'intervalles de confiance établies sur la base des erreurs de prévisions passées.

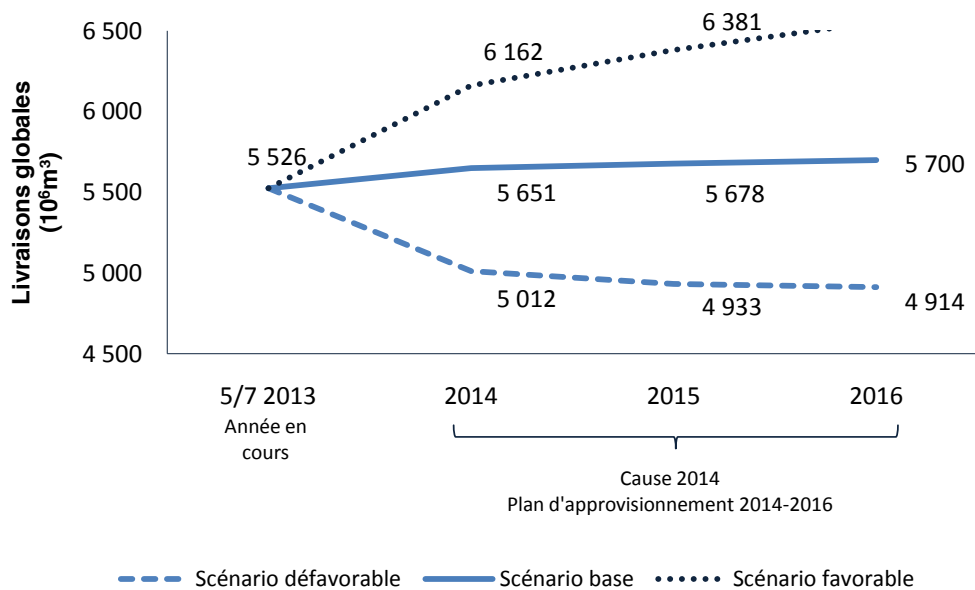


Figure 8. **Prévisions de livraisons globales 2014-2016 (avant interruptions).** Le volume prévu en 2016 selon le scénario favorable est de 6 554 Mm<sup>3</sup>. Note : 5 526 Mm<sup>3</sup> = 195 BCF.

Source : Gaz Métro (2013).

## Évolution du marché québécois à long terme

Dans le cadre de sa vocation commerciale, Gaz Métro cherche régulièrement à étendre son réseau. Tout projet d'investissement doit être approuvé par la Régie. À long terme, une extension du réseau a une incidence significative sur l'offre de gaz.

En l'absence de production locale, le marché du gaz au Québec est une affaire de développement de réseau, de distribution et de mise en marché. Il importe pour la Régie que Gaz Métro soit en mesure de se procurer du gaz et de le distribuer au meilleur prix possible afin d'éviter que la clientèle captive soit exposée à des hausses de prix induites par une capacité négligemment limitée. Par ailleurs, lorsque Gaz Métro étend son réseau, les coûts de cette

extension sont éventuellement refileés aux consommateurs afin de garantir à l'entreprise un rendement déterminé sur son capital. Il revient donc à la Régie d'adopter une approche conservatrice pour éviter des hausses de tarifs. Sur cette base, on peut présumer que la capacité du réseau correspond à la demande habituelle.

Des efforts de mise en marché peuvent permettre à Gaz Métro d'accroître le nombre de ses clients en affinant sa capacité de distribution à partir de sa capacité actuelle de transport sur le territoire québécois. Lorsque le prix du gaz est avantageux, de nouveaux clients peuvent délaisser l'électricité ou le mazout et convertir leurs installations au gaz. Ces épisodes se traduiront par une demande accrue de gaz que le réseau est en mesure d'absorber. Mais ces variations sont nécessairement contraintes par la taille du réseau actuel. Le marché du gaz au Québec est déterminé par l'offre.

Ainsi, en l'absence d'investissements significatifs, la consommation de gaz au Québec ne devrait pas changer dramatiquement. Si le prix bas du gaz se maintient, il est plausible que Gaz Métro parvienne à brancher davantage de clients à son réseau existant. Par exemple, le réseau de la Montérégie a été prolongé de 10 km en 2011 afin d'alimenter l'usine Bonduelle<sup>16</sup> à St-Denis-sur-Richelieu ; en 2012, celui de Chaudière-Appalaches a été prolongé de 80 km jusqu'à Thetford Mines. À cause de sa proximité du réseau, Bécancour, qui héberge déjà la centrale au gaz de TransCanada Energy, verra construire sur son territoire une usine d'engrais<sup>17</sup> en 2017.

Aller plus loin requiert que Gaz Métro parvienne à étendre son réseau en gagnant de gros clients industriels. Le projet de construction d'un gazoduc de 450 km vers la Côte-Nord est un

---

<sup>16</sup> Un transformateur de légumes en conserve et surgelés.

<sup>17</sup> Le gaz naturel est un intrant important dans la fabrication des engrais.

exemple d'investissement significatif. Toutefois, à la suite de la dépréciation du prix du fer, la clientèle potentielle s'est défilée et le projet a été mis sur la glace en mars 2013.

Gaz Métro a récemment annoncé son intention de déplacer sa structure d'approvisionnement d'Empress en Alberta à Dawn en Ontario. Dawn est branché par TCPL sur les sources conventionnelles en Alberta mais il achemine également depuis 2012 du gaz américain provenant notamment du shale de Marcellus en Pennsylvanie. Cette restructuration de l'approvisionnement en gaz devrait permettre à terme de réduire les coûts de transport et d'alléger d'autant la facture. Elle offre en outre de plus grandes possibilités d'approvisionnement à partir de l'est du continent. Dans la mesure où ce potentiel de réduction est avéré, cela ne peut que favoriser l'attrait du gaz pour les consommateurs québécois. Toutefois, la capacité de transport installée en Ontario ne permet pas de satisfaire à la fois les besoins des distributeurs de gaz et le projet<sup>18</sup> *Energy East* de TCPL. Une capacité supplémentaire devra être installée et il n'est pas clair, à l'heure actuelle, qui des consommateurs de gaz de l'Est ou des exportateurs de pétrole de l'Ouest paieront en définitive pour cette capacité.

---

<sup>18</sup> Ce projet consiste à convertir une grande partie de la Mainline, qui transporte actuellement le gaz depuis Empress jusqu'au Québec, en un oléoduc qui transporterait le pétrole albertain jusqu'à Saint John au Nouveau-Brunswick. Le 13 septembre 2013, Gaz Métro et ses partenaires concluaient une entente avec TCPL « un nouveau chemin de transport du gaz naturel à travers le secteur congestionné de Parkway jusqu'au corridor de Maple, près de Toronto » (communiqué de Gaz Métro).

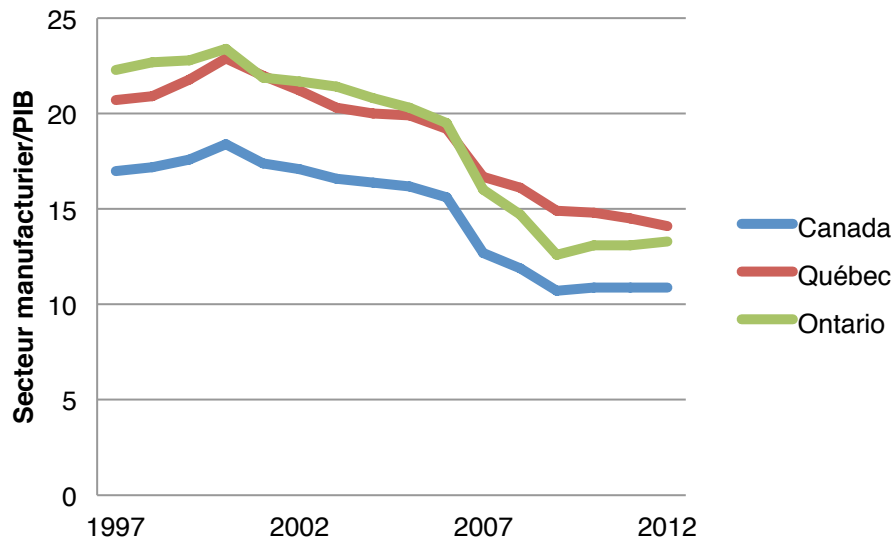


Figure 9. **Évolution de la part du secteur manufacturier dans le PIB (en pourcentage) au Québec, en Ontario et au Canada.**

Source : ISQ (2013).

Depuis la construction du réseau dans les années cinquante, l'évolution du marché du gaz au Québec et en Ontario est intimement liée à l'évolution du secteur industriel. Or, la part du secteur industriel dans le PIB diminue tant en Ontario qu'au Québec depuis le début du millénaire (Figure 9). Cette baisse ne signifie pas nécessairement un déclin puisque l'économie continue de croître mais elle signale tout de même que l'économie du Canada central est de plus en plus fondée sur les services.

Plusieurs entreprises québécoises industrielles consomment du mazout lourd pour lequel le gaz naturel est un excellent substitut. La conversion de ces entreprises au gaz naturel représente un marché potentiel. Mais dans une économie fondée de plus en plus sur les services, il nous semble peu probable que le réseau de distribution de gaz naturel connaisse une croissance spectaculaire dans les prochaines décennies. S'il y a croissance dans ce marché, cela sera à partir du réseau actuel.

Les travailleurs d'une économie de services occupent des bâtiments qui peuvent être chauffés au gaz naturel. Ainsi, il est plausible que le marché du gaz continue de croître avec l'économie en se développant dans le secteur commercial. Selon des calculs de Gaz Métro, il en coûtera 39 % plus cher à un client commercial type de se chauffer à l'électricité plutôt qu'au gaz en 2013. À l'évidence, cet avantage concurrentiel du gaz naturel est attribuable au faible prix actuel de la ressource. Des failles dans la perception des avantages pécuniers du gaz par les gestionnaires d'entreprises expliqueraient la difficulté de Gaz Métro à percer certains marchés. Il est peu plausible que cette situation perdure si le prix du gaz demeure bas.

Parmi les éléments susceptibles d'affecter la disponibilité du gaz à long terme, la possibilité de transporter le gaz par camion a retenu notre attention. Nous en discutons dans la prochaine section de ce rapport. Un tel développement permettrait à Gaz Métro de relâcher les contraintes géographiques imposées par le réseau.

# La place du gaz naturel au Québec

---

L'équilibre de consommation d'énergie au Québec « se démarque par rapport à la moyenne mondiale où 81 % de l'énergie provient de sources fossiles, 6% du nucléaire et 13% des énergies renouvelables » (MRNF, 2013). Au Québec, en 2009, seulement 53 % de l'énergie est d'origine fossile et le reste est de source renouvelable, un bilan exemplaire.

Dans la Figure 10, plusieurs tendances peuvent être observées depuis les chocs pétroliers :

- (i) l'électricité a remplacé le pétrole, surtout pour des fins de chauffage dans le secteur résidentiel ;
- (ii) une tendance à la baisse dans la consommation de pétrole dans les années 2000 ; due à un parc automobile moins énergivore ;
- (iii) une consommation de gaz naturel et de biomasse qui fluctue légèrement, mais qui reste, en valeur absolue autour de 5 Mtep et 3 Mtep respectivement ;
- et (iv) le charbon reste stable à 0,4 Mtep.



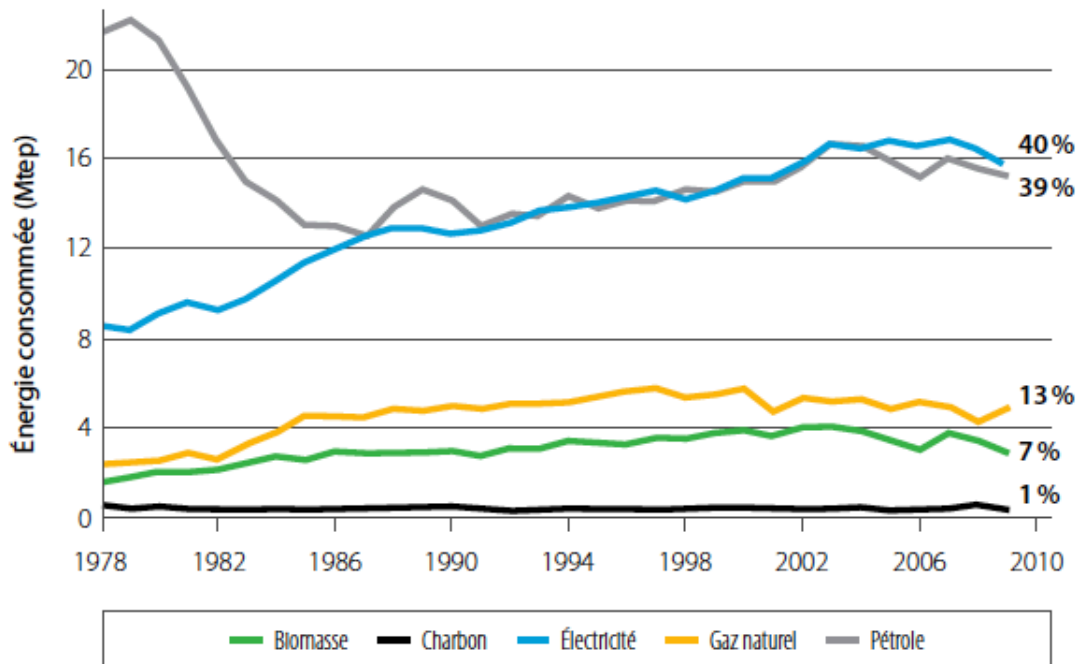


Figure 10. : **Évolution de la consommation des différentes formes d'énergie (1978-2009).**

Source : MRN (2013), Figure 2.1.

La Figure 11 illustre le bilan énergétique du Québec en 2009 par secteur d'activité et par source d'énergie (on y fait abstraction du charbon, nécessaire dans la production de l'aluminium). Il est clair que le mix d'énergie actuel au Québec dépend de manière cruciale des réseaux de distribution des sources d'énergie, et de leur compétitivité relative. Alors que le réseau électrique couvre l'ensemble de la province (abstraction faite de quelques communautés autochtones éloignées), le réseau de distribution du gaz est plus restreint, mais couvre les parties urbanisées du Québec). On voit que le gaz est utilisé dans les quatre secteurs d'activité. Historiquement, il est présent dans tous ces secteurs sauf dans le secteur du transport, dont le potentiel de substitution sera analysé en détail plus tard.

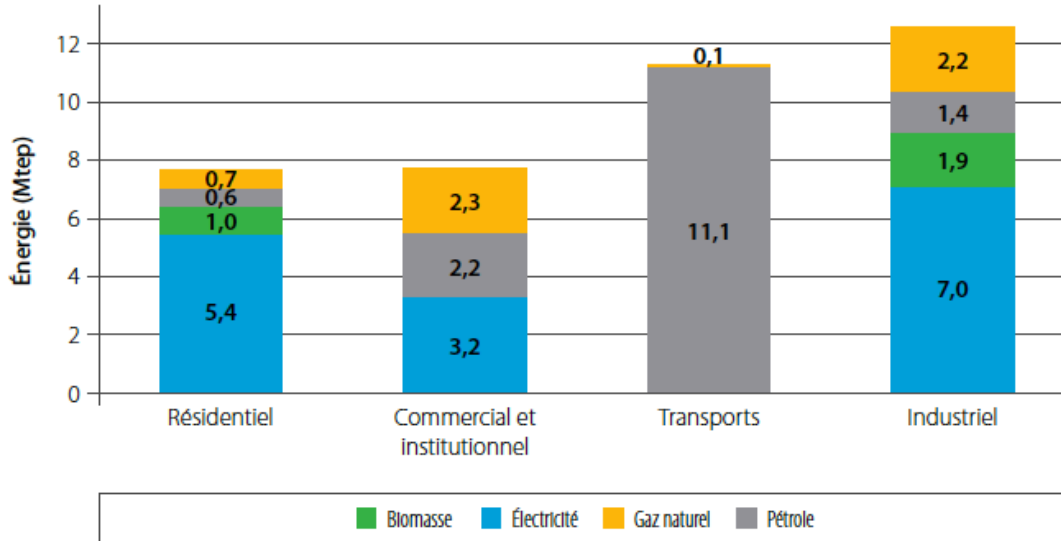


Figure 11. **Bilan énergétique du Québec.**

Source : MRN (2013).

En cas d'absence de défaillance de marché, l'emploi des sources d'énergie aux différentes fins d'utilisation (ex : transport, électricité, chauffage) devrait déjà se faire au moindre coût (être efficace) et aucune intervention étatique ne serait nécessaire afin d'augmenter le bien-être de la société. Dans ce sens, l'utilisation actuelle des sources d'énergie refléterait la meilleure utilisation possible et, par conséquent, une éventuelle substitution ne pourrait que baisser le bien-être social.

Cependant, quelques particularités du marché de l'énergie laissent présager que tout le potentiel de substitution bénéfique n'a pas été, ou ne sera pas, exploité sans intervention gouvernementale. Parmi ces particularités, on note : (i) les externalités de réseaux (liées à l'infrastructure de distribution des formes d'énergie) ; (ii) le *technology lock-in* des utilisateurs (lié à l'incertitude du rendement de nouvelles sources d'énergie) ; (iii) du pouvoir de marché dans la distribution de gaz ; (iv) l'horizon de planification trop court des agents économiques (paradoxe énergétique, voir plus bas) ; et (v) les externalités environnementales.

## La stratégie énergétique du gouvernement du Québec

La stratégie énergétique du Québec a connu deux modifications importantes suite au changement de gouvernement en septembre 2012, à savoir le retrait du réseau de la centrale nucléaire Gentilly 2 et l'arrêt de développement des projets dits de « minicentrales ».

Alors que le gouvernement libéral misait avant 2012 à maintenir l'énergie nucléaire dans le portfolio énergétique de la province, ce qui commandait la réfection de sa seule centrale nucléaire Gentilly 2, cette centrale a été mise en arrêt d'exploitation par Hydro-Québec en décembre 2012 sous le gouvernement péquiste. Par la suite, en février 2013, le gouvernement a annulé six projets de centrales hydroélectriques de plus petite taille (de 50 MW et moins).

Ces deux modifications s'expliquent par le coût de réalisation élevé des projets ainsi que le surplus d'approvisionnement en électricité qui survient au Québec et qui influence la nouvelle politique énergétique de la province (MRN, 2013). Parmi les six objectifs énoncés, ceux qui sont les plus susceptibles d'avoir un impact considérable sur la constitution future du portfolio des sources d'énergie utilisées sont (i) la réduction des émissions de gaz à effet de serre ; ainsi que (ii) l'électrification du transport. Il est à noter que l'électrification du transport est envisagée afin d'utiliser les surplus d'électricité.

Les autres objectifs sont plutôt de nature qualitative et leur impact quantitatif sur la constitution du portfolio est moins clair. Il s'agit de favoriser (iii) l'efficacité énergétique pour l'ensemble du portfolio ; (iv) la production d'énergies renouvelables ; (v) le développement des hydrocarbures sur le territoire québécois ; ainsi que (vi) la sécurité et la diversité énergétique.

Dans son ensemble, la politique énergétique poursuivie par le gouvernement du Québec reflète la volonté politique de combattre les changements climatiques, et ce, dans un contexte

nord-américain qui est plutôt réticent à la poursuite d'un tel objectif. En effet, le Canada s'est retiré du protocole de Kyoto, alors que les États-Unis ne l'ont jamais ratifié. Seuls quelques autres provinces et états américains ont légiféré avec l'objectif d'imputer un prix aux émissions de gaz à effet de serre (GES)<sup>19</sup>.

Si son plan de réduction des GES demeure ambitieux, le Québec ne parvient toutefois pas pour le moment à réaliser ses engagements en cette matière. En effet, pour l'année cible 2012, le Québec avait prévu de réduire de 6 % sous le niveau de 1990 ses émissions de GES, alors que la réduction effective ne dépassera pas 2 %. Pour l'année cible 2020, le gouvernement actuel a renforcé la cible de 20 % de réduction de GES à 25 % sous les émissions de 2009 (MRN, 2013).

## **Potentiel de substitution**

Dans cette section, nous adressons de manière qualitative (i) le potentiel de substitution du gaz naturel sur le marché québécois de l'énergie qui paraît pertinent selon la stratégie d'énergie du gouvernement du Québec ; et (ii) les substitutions possibles sur les marchés voisins (particulièrement aux États-Unis) et leur impact sur le marché québécois.

Le gaz naturel est utilisé dans tous les secteurs d'activité au Québec (industriel, commercial et institutionnel, résidentiel et transport). Nous avons discuté plus haut de son emploi dans le secteur industriel. Nous discutons ici plus en détails de la possibilité d'étendre davantage son emploi dans les autres secteurs.

---

<sup>19</sup> Comme ces émissions représentent une externalité environnementale causée surtout à l'extérieur du territoire québécois, Bernard et González (2011) ont questionné s'il est bénéfique pour le Québec d'être « premier de classe », alors que les autres pollueurs importants n'imputent pas de prix aux émissions de GES.

## **Secteurs résidentiel, institutionnel et commercial**

À notre connaissance, aucune étude récente n'analyse la substitution possible entre électricité ou produits pétroliers et gaz naturel dans les divers secteurs au Québec. Bernard (1992) confirme que les consommateurs dans les secteurs résidentiel et commercial se sont ajustés aux prix relatifs des produits énergétiques et que les parts de marchés du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité reflètent ces ajustements. Comme aucun changement technologique significatif n'est survenu dans les systèmes de chauffage, c'est la baisse du prix du gaz naturel sur le marché québécois et nord-américain dans les dernières années qui a induit une substitution accrue vers le gaz naturel. Vu l'investissement initial considérable d'un système de chauffage (bi-énergie), on devrait s'attendre à ce qu'un investisseur procède à un remplacement de l'équipement de chauffage au mazout seulement quand l'équipement approche la fin de sa vie utile<sup>20</sup>.

Dans un contexte de prix de gaz naturel beaucoup plus élevé, Bernard et Laplante (1995) rapportaient des élasticités-prix propres de la demande d'électricité à court terme de -0,29 pour le secteur résidentiel et de -0,34 pour le secteur commercial. À titre de comparaison, l'élasticité-prix de la demande d'électricité à court terme<sup>21</sup> pour le secteur industriel était de -0,14. Étant donné que les prix du gaz ont connu une chute importante suite au développement de gaz de shale, ces chiffres sont plutôt à titre indicatif et ne s'appliquent plus nécessairement.

## **Secteur du transport**

Le gaz naturel est déjà présent dans le secteur du transport au Québec, mais ne représente que 0,8% (0,1 Mtep) de la consommation énergétique. En effet, 99% (11,1 Mtep) de la

---

<sup>20</sup> Depuis près d'une quinzaine d'années, Gaz Métro offre des programmes d'efficacité énergétique qui abaissent le coût de transition pour les consommateurs vers des appareils plus performants.

<sup>21</sup> Les élasticités de long terme atteignaient -1,33 dans tous les secteurs.

consommation totale proviennent du pétrole (essence, diesel), alors que l'électricité y figure comme source énergétique encore plus marginalisée avec 0,2% de la consommation, alimentant en particulier le métro de Montréal, le train de banlieue Montréal-Deux-Montagnes, et une flotte de véhicules électriques et hybrides de 1000 voitures en fin 2012 (MRN, 2013).

Plusieurs études ont analysé dans un contexte nord-américain le potentiel de substitution du gaz naturel pour les véhicules routiers (Krupnick, 2011, Krupnick et al., 2009, 2010, Bryce, 2011), les options étant le gaz naturel comprimé (GNC) ou le gaz naturel liquéfié (GNL)<sup>22</sup>. Krupnick se concentre dans son analyse sur le GNC pour les véhicules légers et sur le GNL pour les véhicules de transport lourd, alors que Gaz Métro Solutions Transport envisage les deux versions du combustible pour les véhicules de transport lourd en fonction de la densité des marchandises. Ainsi, le GNL serait le carburant de choix sur la « Route bleue » reliant Toronto et Québec via l'autoroute 20 au Québec et l'autoroute 401 en Ontario, alors que le GNC servirait de carburant pour les transports régionaux sur le réseau gazier existant de Gaz Métro. Étant donné que la stratégie gouvernementale consiste à électrifier les véhicules légers, nous nous concentrons ici sur le potentiel de substitution pour les véhicules à transport lourd.

Krupnick (2011) et Krupnick et al. (2010) comparent les véhicules à transport lourd roulant au GNL avec leur version diesel<sup>23</sup>. L'étude tient compte du différentiel du prix de carburant, du coût d'acquisition, du coût de maintenance, de l'économie de carburant, des kilomètres parcourus par année, ainsi que des taux d'escompte et calcule le délai de récupération.

---

<sup>22</sup> Le GNC est sous forme gazeuse, mais est comprimé à une station de service afin de réduire le volume du gaz. La station de service nécessite le branchement au réseau de distribution de gaz. Le GNL est refroidi et condensé, et se présente sous forme liquide. Il est alors livré à des stations de service, où une manutention plus délicate lors de la livraison est nécessaire qu'avec des combustibles classiques. Selon Gaz Métro, il n'y a cependant pas de risque de contamination des sols, ni avec le GNC ou GNL.

<sup>23</sup> Un gallon de diesel équivaut en contenu d'énergie à environ 1,71 gallon de GNL.

Différentiel de coût des véhicules:		US\$ 35 000			US\$ 70 000		
Économie de carburant:		5,6 mpg	5,1 mpg	4,6 mpg	5,1 mpg		
Distance parcourue (milles):		70 000			125 000	90 000	70 000
Taux d'intérêt	Diff. Carburant						
0,05	US\$ 1,50	1,62	1,82	2,14	2,05	2,91	3,82
	US\$ 0,75	3,04	3,82	5,54	4,33	6,29	8,52
	US\$ 0,50	4,3	6,03	11,98	6,89	10,36	14,62
0,1	US\$ 1,50	1,73	1,95	2,31	2,22	3,22	4,36
	US\$ 0,75	3,39	4,36	6,74	5,03	7,9	11,96
	US\$ 0,50	4,99	7,48	22,72	8,88	16,54	-
0,31	US\$ 1,50	12,09	-	-	3,3	6,35	-
	US\$ 0,75	-	-	-	-	-	-
	US\$ 0,50	-	-	-	-	-	-

Tableau 2. **Délai de récupération en années pour les véhicules à transport lourd.** mpg = milles par gallon; 1 mpg = 0,425 km par litre; 1 mille = 1,6093 km, 1 gallon = 3,7879 litres. Source : Krupnick (2011), Table 3.

Ainsi, pour une consommation de 5,1 mpg, un différentiel de prix de 0,75 US\$, et une distance parcourue de 70 000 milles, le délai de récupération est de 3,82 années (8,25 années) pour un différentiel de coût du véhicule se situant à 35 000 US\$ (70 000 US\$) lorsqu'un taux d'intérêt de 5 % est utilisé. Le délai de récupération de l'investissement baisse de plus de la moitié pour cette configuration de paramètres si le différentiel du prix double à 1,50 US\$, se situant alors à 1,82 années (3,82 années). Le DOE (2013) rapporte un prix moyen de 1,85 US\$ par gallon de GNL, ou 3,19 US\$ par gallon équivalent de diesel, alors que le prix du diesel (moyenne nationale) était à environ 4 US\$ (4,16 US\$ pour la Nouvelle-Angleterre)<sup>24</sup>. Le différentiel de prix à la moyenne nationale se situait alors en avril 2013 à 0,81 US\$.

<sup>24</sup> Le DOE (2013) indique que seulement 10 stations vendant du GNL ont pu être sondées, alors que 435 stations à travers les États-Unis vendant du GNC ont été prises en compte, dont le prix moyen par gallon équivalent de diesel était 2,34 US\$. La différence dans le prix du gallon équivalent de diesel peut s'expliquer par des coûts de transformation moindres, et une structure plus concurrentielle dans le secteur du GNC. Il est à noter qu'au Canada, seulement deux stations de GNL sont en opération présentement et que Gaz Métro Solutions Transport devrait bénéficier d'un fort pouvoir de marché au Québec, limité

La volonté de Gaz Métro Solutions Transport d'investir dans une distribution du GNL suggère que cette transition est profitable pour les entreprises de transport de marchandises et que les délais de récupération attendus sont suffisamment courts, et ce, même en absence de politique gouvernementale subventionnant la nouvelle technologie. Notons que l'introduction du gaz naturel peut aussi être considérée rentable par l'industrie si elle anticipe que le gouvernement va imputer un prix sur les émissions de GES.

L'utilisation des taux d'escompte aussi élevés que de 10 %, voir 30 % dans l'étude de Krupnick (2011) est soutenue par des interprétations alternatives au « paradoxe de l'énergie ». Selon le paradoxe de l'énergie, les investisseurs demandent des délais de récupération beaucoup plus courts (impliquant des taux de rendement beaucoup plus élevés) que la durée de vie attendue des produits. Suivant une approche positive en économie, le taux d'escompte utilisé doit refléter les décisions réelles des investisseurs et serait alors élevé. Dans un tel contexte, les décideurs ne sont pas nécessairement irrationnels, mais anticiperaient plutôt des coûts non comptabilisés suite à l'incertitude entourant la performance d'une nouvelle technologie. Des taux d'escompte plus faibles devraient cependant être utilisés s'il s'agissait d'un projet d'investissement public, ou lorsqu'un échec de marché implique que les investisseurs ont un horizon de planification trop court ou ne disposent pas de toute l'information disponible.

Quant au GNC, son différentiel de prix par rapport au diesel est plus grand que celui du GNL. En effet, le DOE (2013) rapporte un différentiel entre GNC et diesel de 1,65 US\$ par gallon équivalent (cf. le tableau 3), et note que le « GNC semble avoir connu une plus grande variabilité dans le prix sur la période d'analyse relativement au carburant diesel (p.6) ». Selon cette analyse, le différentiel de prix était plus important dans le Midwest, la région des Rocheuses

---

seulement par des substituts disponibles. À travers les États-Unis, cinq entreprises sont en opération : Blu., Clean Energy, Encana, FortisBC et Shell.



(entre 1,75 et 2,35 US\$), et le moins important dans l'état du Maine (entre 0 et 0,75 US\$ ; cf. la Figure 12).

	Information sur le GNC		Information sur le diesel	
	US\$/DGE		US\$/gal	
	Prix moyen /Écart-type du prix	<i>N</i>	Prix moyen /Écart-type du prix	<i>N</i>
Nouvelle-Angleterre	US\$ 2,87 / 0,77	diesel 26	US\$ 4,16 / 0,23	38
Atlantique Centrale	US\$ 2,42 / 0,71	95	US\$ 3,97 / 0,28	59
Atlantique Sud	US\$ 2,22 / 0,49	22	US\$ 3,90 / 0,26	64
Centre-Ouest	US\$ 2,07 / 0,57	68	US\$ 3,95 / 0,19	100
Côte du Golfe	US\$ 2,36 / 0,64	17	US\$ 3,86 / 0,07	22
Rocheuses	US\$ 1,81 / 0,48	88	US\$ 3,91 / 0,16	61
Côte Ouest	US\$ 2,74 / 0,60	119	US\$ 4,19 / 0,27	60
Moyenne Nationale	US\$ 2,34 / 0,70	435	US\$ 3,99 / 0,25	404

Tableau 3. **Différentiel des prix du GNC et du diesel dans des régions des États-Unis.** DGE = diesel gas equivalent. *N* = Nombre d'observations.

Source : DOE (2013), Table 6.

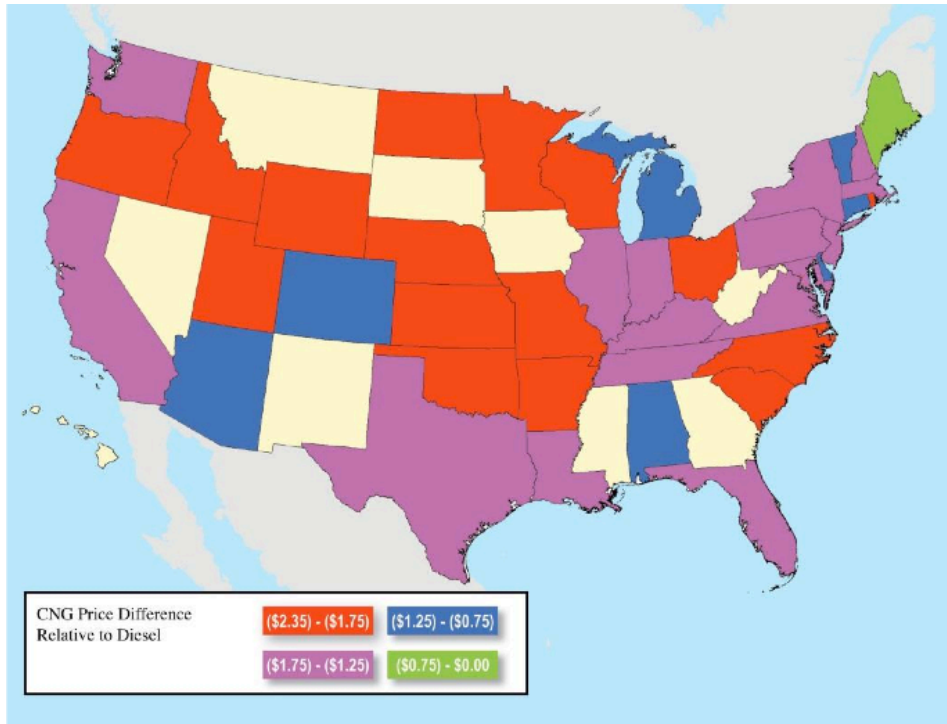


Figure 12. **Différentiel du prix par état.** Données non disponibles pour les états indiqués en blanc. Source : DOE (2013).

Le parc de véhicules roulant présentement au GNC aux États-Unis et au Canada est constitué surtout des véhicules à transport moyen. Il s'agit en particulier des autobus faisant partie des flottes de véhicules des municipalités, tout comme les camions de livraison (exemple : AT&T, FedEx, UPS)<sup>25</sup>. Le Québec prévoit plutôt électrifier son transport collectif en projetant qu'en 2030, 95 % des déplacements en transports collectifs seront faits à bord de véhicules électriques ou hybrides (GQ, 2011).

Hesterberg et al. (2009) recensent des études afin de comparer des véhicules roulant au diesel ou au GNC selon plusieurs critères, dont les émissions, l'investissement initial et les coûts

<sup>25</sup> Ford offre également aux États-Unis et au Canada des véhicules de type « pick-up » en classe de transport moyen et léger. Honda offre dans un certain nombre d'états américains le modèle Civic propulsé au GNC, alors que d'autres modèles sont offerts en Europe (Krupnick, 2011).

de maintenance. Les études citées montrent que les coûts d'investissement et de maintenance peuvent être supérieurs, mais ces données datent maintenant d'une décennie.

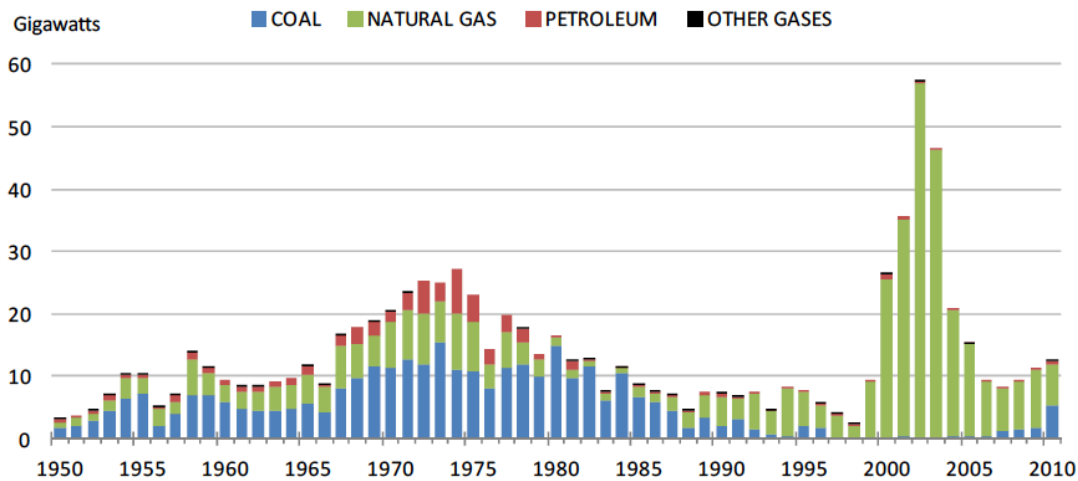
Chandler et al. (2002) trouvent que les coûts de maintenance de la flotte de véhicules de livraison de UPS ont été de 6 % plus élevés, alors que Schubert et Fable (2005) n'ont pas trouvé de différentiel de coût pour l'entretien des moteurs à GNC pour les autobus et des camions de court routier (*short-haul trucks*).

Ces contradictions sur les coûts de maintenance peuvent être attribuables à la faible pénétration du GNC et du GNL dans le secteur du transport. Il ne s'agit clairement pas d'une technologie connaissant une maturité comme celle des moteurs à diesel ; il est plausible qu'on observe d'importantes diminutions dans le coût de maintenance dans l'avenir. Nous soulignons aussi que la mise en marché des véhicules roulant au gaz naturel, comme les autobus, dans des régions urbaines a été réalisée afin de réduire les émissions de particules provenant des véhicules fonctionnant au diesel. Les nouveaux modèles de diesel combiné à des filtres sont aussi très performants. Selon une étude de Cohen (2005), citée par Hesterberg et al. (2009), des autobus roulant au diesel équipés de filtres procurent les mêmes bénéfices de santé que ceux roulant au GNC mais avec un meilleur rapport coût/efficacité.

L'introduction du GNC ou GNL dans le secteur du transport au Québec va être renforcée par l'adoption future d'autres utilisateurs, telle la Société des traversiers du Québec ou de la firme Transport Robert visant à intégrer 180 camions à sa flotte de transport de marchandises. Il en est de même de la participation du Canadien National au projet de démonstration pour une locomotive fonctionnant au gaz naturel, ce qui devrait hausser la perception parmi les autres utilisateurs potentiels qu'il s'agit d'une technologie fiable dont l'infrastructure sera développée. Ceci devrait aussi rendre les investisseurs plus patients en ce qui a trait au délai de récupération.

## L'impact de la demande américaine de gaz naturel

Le Québec est intégré dans le marché d'électricité du nord-est américain. Il a su profiter par le passé de la possibilité d'exporter de l'électricité vers les États-Unis lors de sa basse-saison en été, surtout pour des fins de climatisation.<sup>26</sup> Avec l'arrivée du gaz de shale et la baisse du prix du gaz naturel, cette forme d'énergie connaît déjà une renaissance chez nos voisins du sud.



Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report," for 2002-2010. Values for 1950-2001 were calculated using the operating (start) years listed in the Form EIA-860 report for 2002. Capacity additions for any plants that may have retired prior to 2002 are not included in this figure.

Figure 13. **Ajouts de capacité nette en été de génération d'électricité (tous secteurs).**

La Figure 13 montre les ajouts de capacité dans la génération d'électricité aux États-Unis, tous secteurs confondus. Depuis les années quatre-vingt-dix, la majeure partie de la nouvelle capacité de génération d'électricité est basée sur le gaz naturel. On y observe également que le charbon est de moins en moins présent parmi les nouveaux ajouts de capacité. Le prix bas du gaz naturel devrait soutenir cette tendance, limitant ainsi le besoin des États-Unis d'importer de l'électricité du Québec en été. Un tel mouvement pourrait alors renforcer la surcapacité de

<sup>26</sup> Le Québec fait partie *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC), qui a comme objectif de favoriser la stabilité du réseau de distribution électrique dans le nord-est du continent américain.

l'électricité au Québec, y réduisant potentiellement les besoins ou incitatifs de substitution vers le gaz.

L'EIA (2012b) a estimé les élasticités de substitution<sup>27</sup> entre sources d'énergie pour les régions de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC). Malheureusement, nous avons décelé trop d'erreurs conceptuelles<sup>28</sup> dans cette étude pour pouvoir en présenter les résultats. Toutefois, nous rapportons les données descriptives des parts des coûts attribuables à chaque source d'énergie dans la génération d'électricité aux États-Unis (cf. le Tableau 4). Dans la NPCC – une sous-région de la NERC dont le Québec, l'Ontario, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre font partie, le gaz demeure la principale source de coûts. Cette zone est entourée des zones MRO, RFC et SERC où l'électricité est d'abord produite à partir du charbon. Le recours au pétrole demeure marginal partout.

---

<sup>27</sup> L'élasticité de substitution est une mesure de la sensibilité du ratio  $X/Y$  de l'emploi d'une paire d'intrants à une variation du ratio de leurs prix  $P_Y/P_X$ . Si le ratio  $P_Y/P_X$  augmente, soit le prix relatif de  $Y$ , l'entreprise devrait employer plus de  $X$  et moins de  $Y$  de sorte que le ratio  $X/Y$  doit aussi augmenter. L'élasticité de substitution mesure cet effet par le ratio de la variation en pourcentage de  $X/Y$  sur le ratio de la variation en pourcentage de  $P_Y/P_X$ . Elle reflète la facilité avec laquelle l'entreprise peut de fait procéder à cette substitution : si cette substitution est difficile, la variation de  $X/Y$  sera faible, voire nulle, et l'élasticité sera faible. Si la substitution est facile, elle sera élevée.

<sup>28</sup> Notamment, les auteurs interprètent des élasticités-croisés comme des élasticités de substitution.

Région	Charbon	Gaz	Pétrole
FRCC	16,9 %	70,6 %	12,5 %
MRO	76,9 %	20,3 %	2,8 %
NPCC	13,9 %	74,0 %	12,0 %
RFC	72,6 %	24,0 %	3,4 %
SERC	64,7 %	33,5 %	1,8 %
SPP	37,5 %	61,7 %	0,8 %
TRE	22,5 %	77,3 %	0,2 %
WECC	26,0 %	73,4 %	0,6 %
US	44,4 %	51,7 %	3,9 %

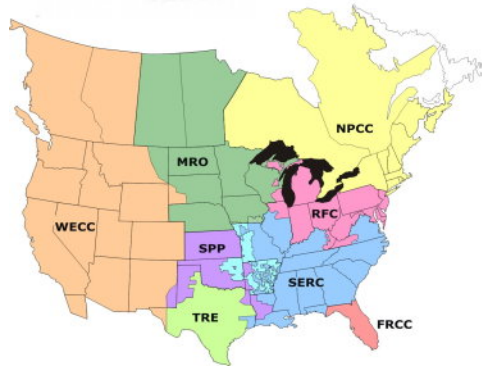


Tableau 4. **Parts des coûts attribuables à chaque source d'énergie dans la génération d'électricité.**

Source : EIA (2012b).

# Analyse statistique des tendances lourdes

---

Cette dernière section offre une analyse statistique des données américaines sur le gaz naturel publiées par l'EIA. Cette analyse a une valeur documentaire pour établir certaines caractéristiques du marché nord-américain comme la volatilité des prix et son intégration croissante avec le marché du pétrole.

La base de données de l'EIA comprend différents prix, des mesures de quantités de gaz consommé, produit, extrait, importé, exporté ainsi qu'un comptage du nombre de puits en activité<sup>29</sup>. Nous exploitons ici les séries annuelles et mensuelles les plus complètes que fournit l'EIA, dans leurs unités originales de mesure (prix courant en US\$ par KCF – pour le prix du gaz et MCF pour les quantités).

---

<sup>29</sup> On distingue notamment entre les prix à la tête de puits (*wellhead*), à la porte de la ville (*city gate*), à Henry Hub, dans les secteurs résidentiel, commercial ou industriel, ou encore les prix à l'importation/exportation par pipeline ou sous la forme de gaz liquéfié. L'EIA publie des données sur la consommation, la production mise en marché, l'extraction brute, le nombre de puits, l'exportation et l'importation de gaz naturel.

Nom de la série	Dimension annuelle	Dimension mensuelle
Prix à la tête de puits	1922-2012 (91 obs.)	01/1976-12/2012 (444 obs.)
Prix aux portes de la ville	1984-2012 (29 obs.)	10/1983-05/2013 (356 obs.)
Prix au Henry Hub	1997-2012 (16 obs.)	01/1997-07/2013 (199 obs.)
Prix résidentiel	1967-2012 (46 obs.)	01/1981-05/2012 (389 obs.)
Prix commercial	1967-2012 (46 obs.)	10/1983-05/2013 (356 obs.)
Prix industriel	1997-2012 (16 obs.)	01/2001-05/2013 (149 obs.)
Prix importation/exportation	1985-2012 (28 obs.)	01/1997-05/2013 (197 obs.)
Consommation	1949-2012 (64 obs.)	01/2011-05/2013 (149 obs.)
Production mise en marché	1900-2012 (113 obs.)	01/1973-05/2013 (485 obs.)
Extraction brute	1936-2012 (77 obs.)	01/1980-05/2013 (401 obs.)
Nombre de puits	1988-2012 (25 obs.)	08/1987-02/2013 (308 obs.)
Importations/Exportations	1985-2012 (28 obs.)	01/1997-05/2013 (197 obs.)

Tableau 2. **Données sur le gaz naturel aux États-Unis.**

Source : EIA.

Le prix du gaz a longtemps été lié contractuellement au prix du pétrole en Amérique du Nord. Il existe des co-mouvements importants (relations de cointégration) entre les prix du pétrole et du gaz aux États-Unis et dans le monde (Siliverstovs et al. 2005, Dahl et al. 2012). Pour illustrer ces liens, nous mettons ici en relation le prix du gaz à la tête de puits et la série de prix moyen mondial du pétrole calculée par la Banque Mondiale dans sa base de données sur le prix des matières premières de 1960 jusqu'à nos jours<sup>30</sup> (53 observations dans la série annuelle et 636 observations dans la série mensuelle). Sur les marchés, le prix du pétrole s'exprime usuellement en US\$/baril. C'est cette unité de mesure qui est utilisée par la Banque Mondiale et que nous utilisons dans les statistiques descriptives. Dans l'exercice d'analyse de cointégration entre le prix mondial du pétrole et le prix gaz naturel nord-américain, nous utilisons ces mêmes prix selon une

<sup>30</sup> *Crude oil, average spot price of Brent, Dubai and West Texas Intermediate, equally weighed.* Voir la section Global Economic Monitor (GEM) Commodities de la base de données de la Banque mondiale, disponible au 1<sup>er</sup> septembre 2013 sur <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>.



fréquence mensuelle et en US\$ par BTU, selon le facteur de conversion recommandé par l'EIA<sup>31</sup>.

Le détail de la méthodologie suivie a été reporté dans un appendice.

## **Grandes tendances basées sur les données annuelles**

La Figure 14 illustre l'évolution des principales séries annuelles de prix et de quantités en termes d'indice. La valeur 100 correspond au niveau observé pour chaque série en 1980. Pour toutes ces séries, l'analyse graphique est complétée par les statistiques du Tableau 6.

---

<sup>31</sup> Voir la page <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=45&t=8>, visitée le en septembre 2013. Pour le prix du gaz nord-américain, le facteur de conversion recommandé est 1US\$/KCF divisé par 1,023 = 0,9775 US\$/ MBTU. Concernant le prix du baril de pétrole, 1 baril de pétrole US = 5 800 000 BTU = 5,8 MBTU. Nous avons donc divisé le prix moyen mondial du baril de pétrole en US\$ par 5,8 pour obtenir le prix en US\$/MBTU.

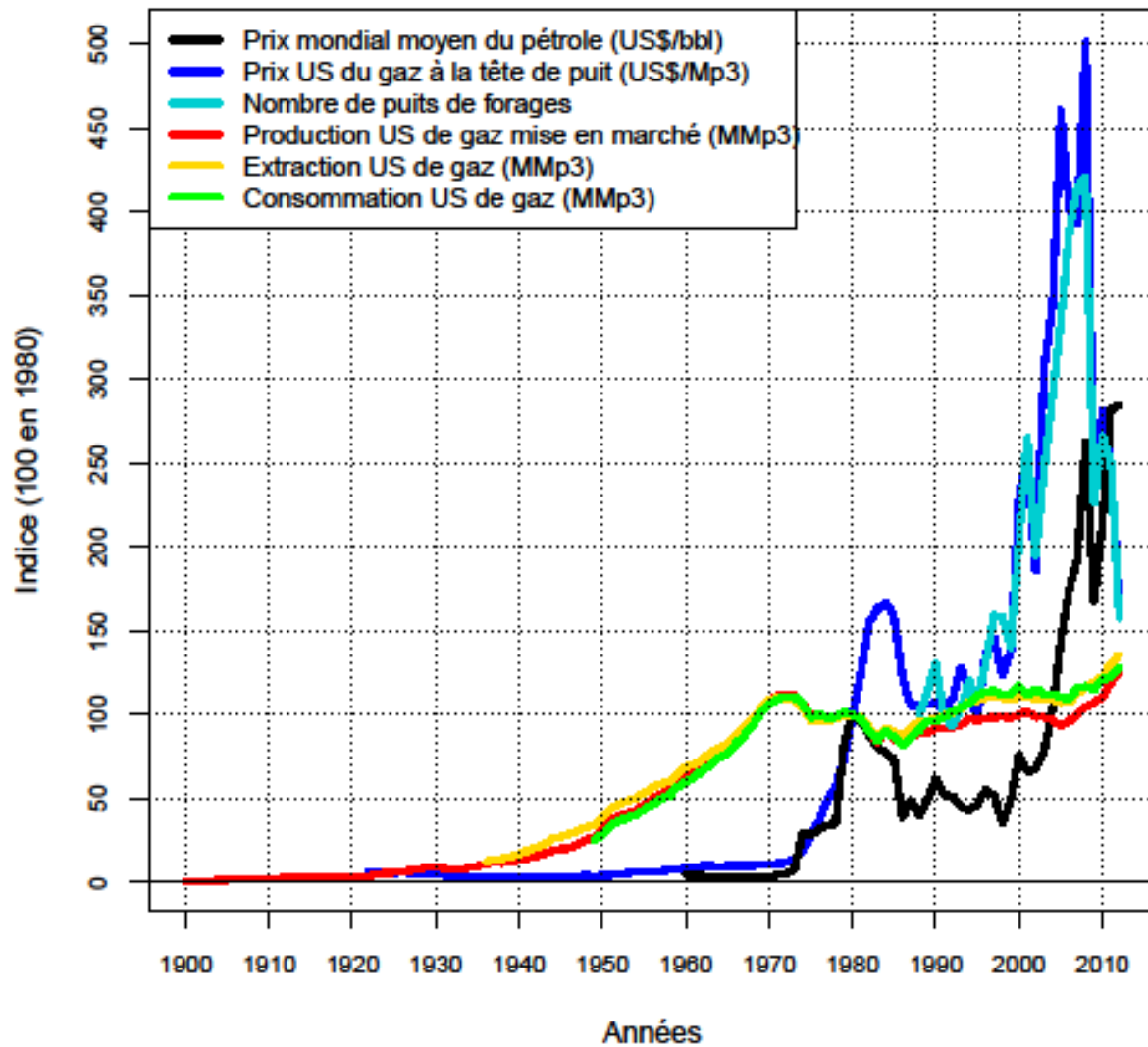


Figure 9. Tendances de long terme des séries sur le gaz naturel US et du prix du pétrole.

	Prix pétrole US\$/baril	Prix gaz (tête puits) US\$/KCF	Consommation MCF	Production MCF	Extraction MCF	Nb. puits
Min	1,21	0,05	4 971 152	128 000	2 691 512	331
Max	105,0	7,97	25 502 251	25 319 457	29 791 910	1491
Moyenne	25,07	1,24	17 888 555	10 573 246	17 605 220	724
Médiane	18,07	0,16	19 549 830	10 081 923	20 943 778	564
Ecart-type	26,52	1,80	5 347 582	8 700 105	7 463 506	362
Asymétrie	1,63	1,85	-0,92	0,06	-0,69	0.82
Kurtose	5,11	6,07	2,72	1,26	2,16	2.54
Normalité	*0,79	*0.71	*0,89	*0,83	*0.89	*0.89
AC(1)	*0,71	*0,89	*0,92	*0,97	*0,95	*0.82
AC(5)	*0,42	*0,67	*0,64	*0,89	*0,76	0.25
AC(10)	0,04	*0,35	0,29	*0,79	*0,53	-0.19
Bris structurels	1974; 1983 1998	1943; 1964; 1974 1984; 1995; 2004	1958; 1971; 1988 2001	1911; 1950 1971; 1987	1951; 1964; 1974 1987; 2002	1994 2007
Variance cst.	*4.44	*14.16	*20.51	*6.86	*20.13	*9.30

Tableau 3. **Statistiques descriptives et bris structurels pour les séries annuelles de gaz naturel US et le prix du pétrole.** La zone grisée propose des tests statistiques. \* dénote le rejet de l'hypothèse nulle de normalité, d'absence d'autocorrélation et de variance constante au seuil de 5%. Les bris structurels sont séparés de 9 ans au minimum.

### La volatilité des prix

L'allure des séries de la Figure 14 illustre un phénomène bien connu sur les marchés de l'énergie : c'est avant tout le prix (plus volatile que les quantités) qui s'ajuste aux conditions de marché. Pour quantifier ce phénomène, on remarquera dans le Tableau 6 que l'écart-type (la volatilité) du prix du gaz et du prix du pétrole est plus grand que la moyenne ou la médiane des prix de l'ensemble de la période. Cette volatilité est inférieure à la moyenne/médiane dans les séries de quantités (production, extraction, consommation). Les séries de quantités ont en général plus d'inertie à court, moyen et long terme que les prix du pétrole et du gaz. En effet, les coefficients d'autocorrélation sont globalement plus élevés pour les séries de quantités. Les

distributions des quantités sont également relativement symétriques, avec une tendance à un étalement à gauche, et un degré d'aplatissement proche de celui de la loi normale. C'est l'inverse qui prévaut pour les distributions de prix : elles sont plus pointues que la loi normale et elles sont fortement asymétriques à droite, ce qui est caractéristique de données qui possèdent de forts chocs positifs (valeurs extrêmes dans la queue droite de la distribution). Aucune distribution n'est normale.

### **Les bris structurels**

Concernant les bris structurels, la Figure 14 montre que la production (en rouge), l'extraction (en jaune) et la consommation (en vert) annuelles de gaz naturel évoluent à un rythme similaire : croissance exponentielle depuis le début des années 1900 jusqu'à la première crise pétrolière de 1973, période de décroissance jusqu'en 1987, tendance haussière de 1987 à 2004, croissance soutenue depuis 2004. La procédure de détection de bris endogènes valide à peu de choses près l'observation empirique : pour ces trois séries, les bris du début des années 70, de 1987 et du milieu de l'an 2000 sont confirmés. D'autres bris structurels, non perceptibles sur les graphiques, sont également identifiés pour les années qui précèdent le premier choc pétrolier.

Les représentations graphiques montrent clairement que les séries de prix se prêtent mal à une modélisation basée uniquement sur des tendances déterministes continues. En effet, les chocs sur ces séries provoquent des ruptures d'une ampleur très variable. À titre d'exemple, le choc de la période de 1974 est sans commune mesure avec celui que l'on observe au début de l'an 2000. Si l'on postule un modèle multi-régimes exponentiel, le test de Bai (1997) détecte trois bris endogènes pour le pétrole (1974, 1983 et 1998) mais on obtient six bris structurels pour les prix

du gaz à la tête des puits. Ceci illustre les difficultés de bâtir un modèle structurel fiable pour prédire à long terme les prix du gaz naturel.

Finalement, la dernière ligne du Tableau 6 montre les résultats des tests de Breusch-Pagan-Godfrey effectués sur la base du modèle exponentiel (1.2). On rejette pour toutes les séries l'hypothèse de variance (volatilité) constante autour d'une tendance déterministe exponentielle au seuil de signification de 5%.

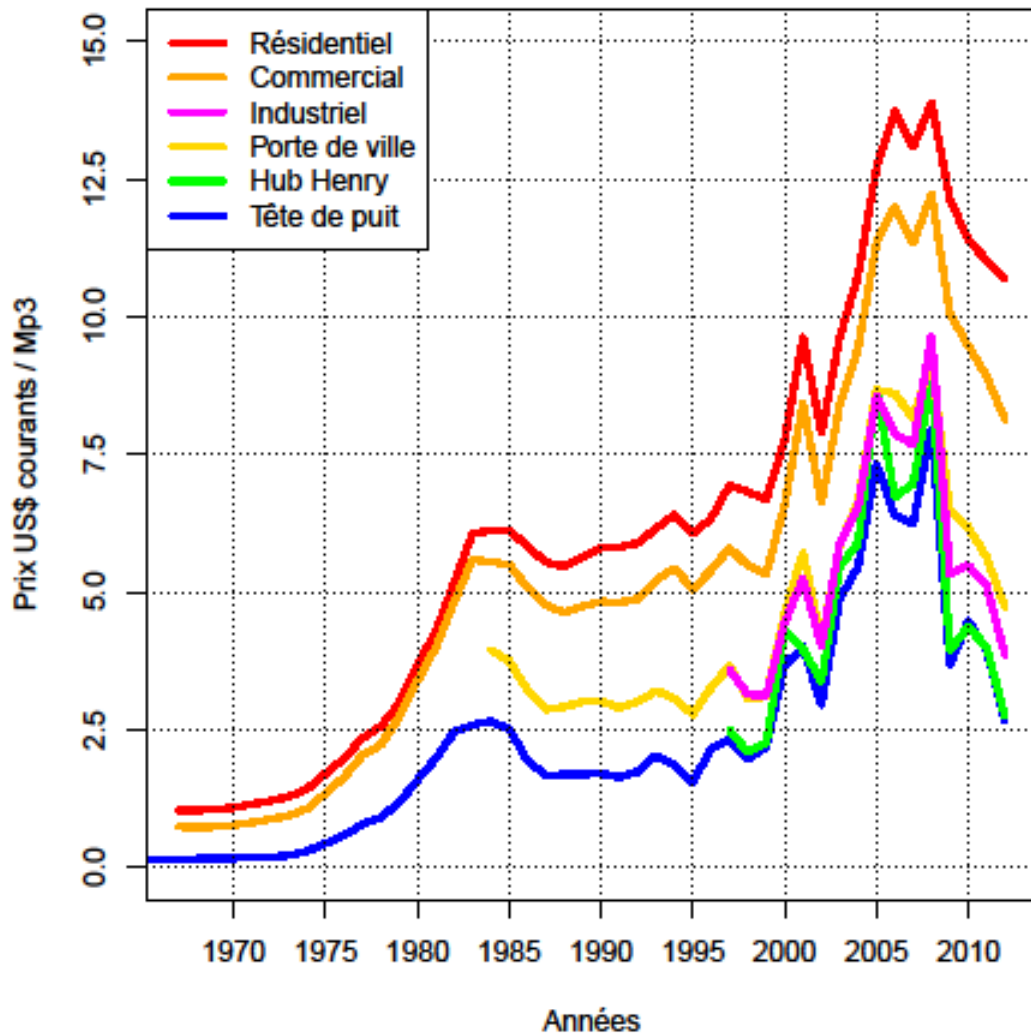


Figure 10. Prix du gaz naturel aux USA selon l'origine et le secteur d'activité.

### La diversité des prix

La Figure 15 illustre le prix du gaz nord-américain à différents points du réseau de pipeline américain et selon le secteur économique. On constate que toutes les séries suivent les fluctuations du prix à la tête de puits. Il n'y a pas de stockage qui amortit les chocs sur les prix spot moyens du gaz naturel en Amérique du Nord. D'autre part, on remarque que c'est le prix du

gaz résidentiel qui inclut la plus grande marge vis-à-vis du prix à la tête de puits, suivi du secteur commercial, puis industriel. Cette marge a eu tendance à croître fortement dans le temps, comme l'illustre la Figure 16. Elle a dépassé les 8\$/KCF pour les consommateurs résidentiels et les 6\$/KCF pour les consommateurs commerciaux, alors qu'elle était de de 3\$/KCF en moyenne aux portes des villes.

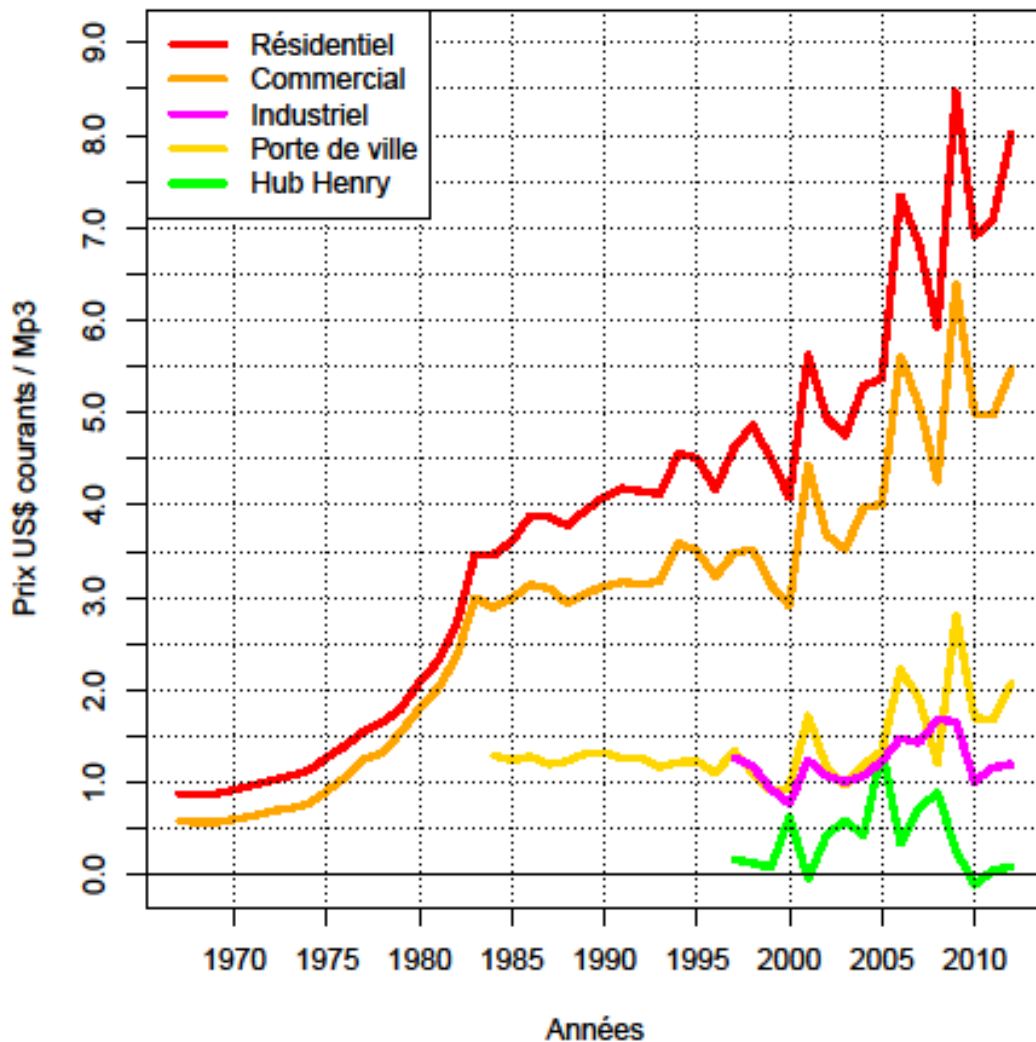


Figure 11. Différence entre le prix du gaz naturel et le prix à la tête de puits selon l'origine et le secteur d'activité aux États-Unis.

Finalement, la Figure 17 illustre les grandes tendances du marché d'importation et d'exportation du gaz américain de 1985 à 2012, tant pour le gaz transporté par pipeline que liquéfié. Les courbes en noir et en gris sont des prix (à l'import et à l'export) du gaz (transporté par pipeline et liquéfié). L'axe qui leur correspond est celui de gauche. Les courbes en vert et en rouge sont les quantités importées et exportées et l'axe qui leur correspond est celui de droite.



On remarque que les prix à l'importation et à l'exportation évoluent conjointement à des niveaux presque identiques et très proches du prix à la tête de puits (ces derniers sont non illustrés). Ces dernières années cependant, le prix à l'exportation du gaz liquéfié se détache de cette évolution commune, avec un prix moyen en 2012 supérieur à 12US\$/KCF. Les courbes de quantités montrent que le gros de l'exportation et de l'importation se fait par pipeline. Le volume d'exportation de gaz liquéfié est très limité (courbe jaune en traits tillés qui longe l'abscisse). Le principal pays importateur depuis 2007 est le Canada, avec entre 85 % et 95 % du volume total d'importation. L'essentiel des exportations durant cette même période s'est fait vers le Canada et le Mexique dans une moindre mesure.

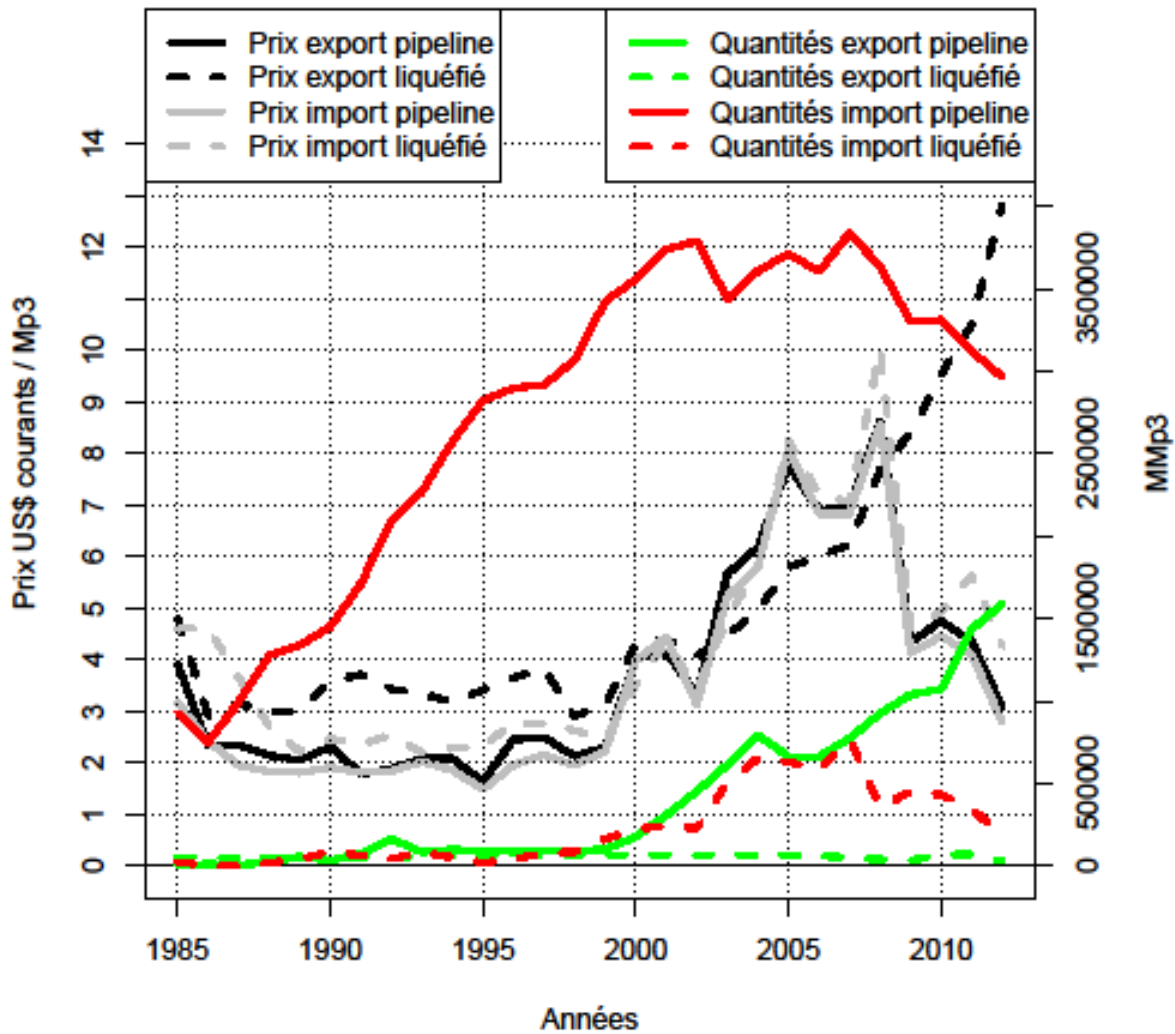


Figure 12. Prix et quantités de gaz naturel US : exportation et importation.

## Grandes tendances basées sur les données mensuelles

Nous nous intéressons ici aux prix *mensuels* du gaz naturel et du pétrole en unités énergétiques communes (US\$/MBTU) et sur une période plus récente (1976/01-2012/12). Ces séries sont représentées à la Figure 18. L'analyse visuelle fait ressortir une possible tendance commune.

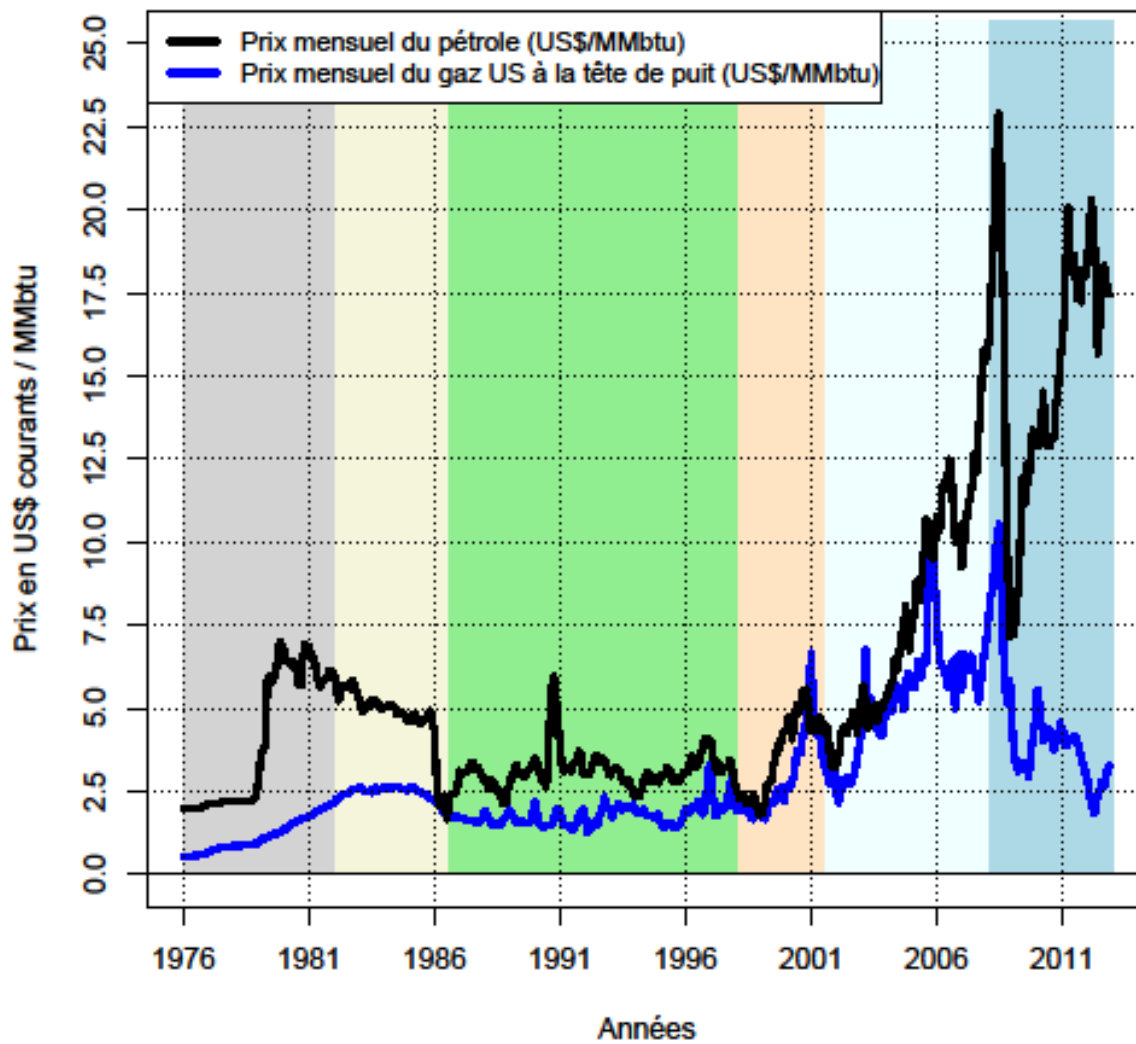


Figure 13. Séries mensuelles de prix du gaz naturel US et du pétrole.

	Prix du gaz à tête puits US\$/MBTU	Prix pétrole (US\$/MBTU)
Min	0,53	1,66
Max	10,55	22,90
Moyenne	2,82	5,98
Médiane	2,12	4,45
Ecart-type	1,85	4,61
Asymétrie	1,85	1,66
Kurtose	5,32	4,91
Normalité	*274.00	*272.38
AC(1)	*0,98	*0,98
AC(5)	*0,86	*0,88
AC(10)	*0,76	*0,78
Bris structurels	1982.11; 1986.06; 1999.01; 2001.06; 2008.10	1979.05; 1986.02 1998.01; 2008.11; 2011.03
Variance cst.	*3,88	0,71

Tableau 4. **Statistiques descriptives et bris structurels dans des prix mensuels du gaz naturel US et du pétrole.** La zone grise dénote des tests statistiques. Une astérisque (\*) dénote le rejet de l'hypothèse nulle de normalité, d'absence d'autocorrélation et de variance constante au seuil de 5%. Les bris structurels sont séparés de 9 ans au minimum.

Le Tableau 7 fournit des statistiques descriptives et des bris structurels similaires à ceux présentés pour les séries annuelles. On constate que les séries mensuelles ont une volatilité relative inférieure à celle des séries annuelles. En effet, l'écart-type de chaque série est proche ou inférieur au prix moyen/médian calculé pour l'ensemble de la période, alors que c'est l'inverse qui prévaut pour les séries annuelles de prix<sup>32</sup>. La persistance des prix mensuels est relativement forte par rapport à leur passé puisque l'autocorrélation sur les 1, 5 et 10 mois précédents est toujours supérieure à 0,75 et significativement différente de zéro au seuil de 5 %. Les prix mensuels ne sont pas distribués selon une loi normale, mais plutôt selon une distribution unimodale plus dense en son centre et étalée à droite.

---

<sup>32</sup> Notons que ce résultat tient même lorsque les moyennes et variances des deux séries de prix annuels ne couvrent que la période 1976-2012.

## Les bris structurels et la cointégration

Comme pour les données annuelles, les séries mensuelles possèdent un nombre important de bris structurels. En l'occurrence, nous avons calculé le nombre optimal selon la méthode appliquée en section 2, mais en limitant à cinq le nombre maximum de bris structurels, avec des sous-périodes longues d'au minimum de 2 ans approximativement (22 mois). La procédure d'identification de bris endogènes trouve cinq bris pour les prix du gaz naturel et cinq bris pour la série du pétrole. Comme notre variable d'intérêt est le prix du gaz naturel (en bleu dans la Figure 14), nous avons divisé la chronologie en six périodes : de janvier 1976 à octobre 1982 ; de novembre 1982 à mai 1986 ; de juin 1986 à décembre 1998 ; de janvier 1999 à mai 2001 ; de juin 2001 à septembre 2008 ; d'octobre 2008 à décembre 2012.

Ces différentes périodes sont présentées en bandes verticales de couleur dans la Figure 18. Les bris endogènes coïncident avec les bris visibles sur la série du gaz. On doit procéder à l'analyse de cointégration pour chaque période.

La première étape consiste à explorer l'existence d'une tendance stochastique dans les deux séries de prix. Le Tableau 7 montre le résultat des tests effectués sur la base de l'équation (1.3) décrite dans l'appendice. Nous concluons que les séries du prix du gaz naturel contiennent une tendance stochastique, sans tendance déterministe, sauf entre 1986 et 1998 où on observe plutôt la présence d'une tendance déterministe.

Les séries mensuelles de prix de pétrole possèdent à la fois des tendances déterministe et stochastique, sauf entre 1986 et 1998 où il n'y a pas de tendance stochastique<sup>33</sup>. Puisque la

---

<sup>33</sup> Pour la sous-période entre 2001 et 2008, la statistique de test est proche de sa borne de rejet à 5 % ; nous avons choisi d'attribuer à cette sous-période une tendance stochastique.

majorité des périodes possèdent une tendance stochastique, l'analyse de cointégration se révèle pertinente pour toutes les périodes sauf entre 1986 et 1998.

La seconde étape de l'analyse de cointégration consiste à estimer la relation de long terme entre les prix mensuels du gaz naturel et de s'assurer qu'une tendance commune existe (test de cointégration). Nous trouvons des marchés du gaz naturel et du pétrole significativement intégrés entre 1982 et 1986 et entre 2008 et 2012. De plus, pour la période entre 2001 et 2008, la statistique de test est aussi proche de la borne de rejet de l'hypothèse nulle d'absence de relation de cointégration. Ceci suggère que les prix du gaz aux Etats-Unis et les prix internationaux du pétrole ont commencé à évoluer conjointement à partir de 2001.

La troisième étape consiste à tester la loi du prix unique, ainsi que l'existence de causalité de Granger entre le prix du gaz et du pétrole (cf. l'appendice). Il appert que la loi du prix unique s'applique à partir de 2008. De plus, on identifie une forme de causalité de Granger unidirectionnelle, allant du prix du pétrole vers les prix du gaz naturel depuis 2001. Par conséquent, les prix passés du pétrole influencent les prix courants du gaz depuis le milieu des années 2001 et ils pourraient servir de prédicteur faiblement exogène pour la prévision.

# Conclusion

---

Nous avons mené cette étude sur quatre fronts assez différents. En guise de conclusion, nous soulignons que le marché du gaz est en profonde transformation. Le mot « révolution » accolé au développement de l'industrie du gaz de schiste ne nous apparaît pas trop fort. Il s'agit bien sûr d'abord d'une révolution technologique mais ce changement laisse des traces bien perceptibles dans tous les aspects du marché.

À l'échelle nord-américaine, l'industrie est en pleine transformation. Il nous semble bien hasardeux de prédire quelle place prendra le gaz naturel dans le bilan énergétique nord-américain en 2025. Au Québec, les changements sont moins apparents mais ils sont quand même très importants dans la mesure où on assiste actuellement à un déplacement complet de la structure d'approvisionnement depuis l'ouest vers l'est du continent. Les Québécois consommeront demain du gaz provenant des shales de Marcellus en Pennsylvanie et de l'Utica en Ohio.

Il nous paraît plausible qu'une partie de la flotte de camions au Québec se convertisse au gaz naturel. Éventuellement, ces camions transporteront peut-être eux-mêmes du gaz naturel sous forme liquéfié afin d'étendre les efforts de conversion de l'industrie du mazout lourd vers le gaz naturel dans des régions où ce carburant est aujourd'hui inaccessible.

Enfin, cette « révolution » est facilitée par le développement croissant du marché du GNL. Les tests statistiques les plus agnostiques auxquels nous avons soumis les données disponibles signalent une convergence relativement récente des prix du pétrole et du gaz naturel en ce sens qu'ils réagissent de manière similaire aux perturbations sur les marchés. Une telle convergence est symptomatique du développement d'un marché international du gaz, soit du

GNL. Le développement de ce marché libère les producteurs nord-américains des limites imposées par la demande continentale de sorte que les États-Unis devraient devenir un exportateur net de gaz à moyen terme.



# Références

---

- Bernard, Jean-Thomas et Patrick González (2011), « GES : pourquoi jouer les premiers de classe? », *Le Soleil*, 20 septembre 2011.
- BGR (2011), *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources*, The Federal Institute for Geosciences and Natural Resources / German Mineral Resources Agency (DERA), Energy Study 2012.
- BP (2013), *BP Energy Outlook 2030, Focus on North America*, BP.
- Brown, Stephen P. A., Alan J. Krupnick et Margaret A. Walls (2009), *Natural Gas : A bridge to a Low-Carbon Future?* Issue Brief 09-11, Resources for the Future, Washington, DC.
- Bryce, R. (2011), *Ten reasons why natural gas will fuel the future*, Energy Policy and the Environment Report, Center for Energy Policy and the Environment at the Manhattan Institute for Policy Research.
- Chandler, Kevin, Kevin Walkowitz, et Nigel Clark (2002), *United Parcel Service (UPS) CNG Truck Fleet: Final Results*, Research report NREL/BR-540-31227, Golden CO, U.S. Department of Energy, National Renewables Laboratory.
- Dahl, Roy Endre, Atle Oglend, Petter Osmundsen et Marius Sikveland (2012), « Are oil and natural gas going separate ways in the United Kingdom? Cointegration tests with structural shifts », *Journal of Energy Markets*, **5** (3), pp. 33-58.
- DOE (2013), *Alternative Fuel Price Report*, U.S. Department of Energy. Site consulté le 30 septembre 2013. <http://www.afdc.energy.gov/publications/>
- IEA (2012), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, International Energy Agency.
- EIA (2013), *Annual Energy Outlook with Projections to 2040*, U.S. Energy Information Administration, DOE/EIA-0383.
- EIA (2012a), *Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets As Requested by the Office of Fossil Energy*, U.S. Energy Information Administration.
- EIA (2012b), *Fuel Competition in Power Generation and Elasticities of Substitution*, U.S. Energy Information Administration.
- Evviews 8, *User's Guide*, IHS, California, Irvine.
- Exxon Mobil (2012), *The Outlook for Energy: a View to 2040*.
- Fischer, Carolyn, Evan Herrstadt et Richard Morgenstern (2009), « Understanding Errors in EIA Projections of Energy Demand », *Resource and Energy Economics*, **31** (3), pp. 198–209.
- Gaz Métro (2013), *Plan d'approvisionnement gazier horizon 2014-2016*, Gaz Métro, Cause tarifaire 2014, R-3837-2013.
- GQ (2011), *Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques*, Gouvernement du Québec.
- Hesterberg, T, W, Bunn et C. Lapin (2012), « An evaluation of criteria for selecting vehicles fueled with diesel or compressed natural gas », *Sustainability: Science, Practice, and Policy*, **5** (1), pp. 20-30.

- ISQ (2013), *Portrait statistique du secteur manufacturier au Québec*, Édition 2013, Institut de la statistique du Québec.
- Krupnick, Alan J. (2011), *Will Natural Gas Vehicles be in Our Future?* Issue Brief 11-06, Resources for the Future.
- Krupnick, Alan J., Ian W.H. Parry, Margaret Walls, Tony Knowles et Kristin Hayes (2010), *Toward a New National Energy Policy : Assessing the Options*, National Energy Policy Institute, Resources for the Future.
- Lemoyne, François (2013), *L'équilibre général et la prévision énergétique, Étude du modèle d'analyse des politiques liées à l'énergie au Canada*, mémoire de maîtrise, Université Laval.
- Michot Foss, Michelle (2011), « The Outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10? », *Oxford Institute for Energy Studies*.
- Miles, Steven et Thomas Eastment (2013), « US debate on LNG exports centered at Energy Department », *Oil and Gas Journal*, 111 (4).
- MRN (2013), *De la réduction des gaz à effet de serre à l'indépendance énergétique du Québec*, Document de consultation pour la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Ministère des Ressources naturelles.
- Mohr et Evans (2011), « Long term forecasting of natural gas production », *Energy Policy*, **39** (9).
- Newell, Richard G., et Stuart Iler (2013), *The Global Energy Outlook*, National Bureau of Economic Research, Working Paper 18967.
- Paltsev, Sergey, Henry D. Jacoby, John M. Reilly, Qudsia J. Ejaz, Jennifer Morris, Francis O'Sullivan, Sebastian Rausch, Niven Winchester et Oghenerume Kragha (2011), « The future of U.S. natural gas production, use, and trade », *Energy Policy*, **39** (9), pp. 5309-5321.
- Parkin, Michael, Robin Bade et Patrick González (2010), *Introduction à la microéconomie moderne*, 4<sup>e</sup> édition, Saint-Laurent, Éditions du renouveau pédagogique.
- Rogers, H. (2011), « Shale Gas—the Unfolding Story », *Oxford Review of Economic Policy*, **27** (1), pp. 117-143.
- Schubert, Raymond K. et Scott Fable (2005), *Comparative Costs of 2010 Heavy-Duty Diesel and Natural Gas Technologies*, TIAX LLC, TIAX Case No. D0286/D0288.
- Siliverstovs, Boriss, Guillaume L'Hégaret, Anne Neumann et Christian von Hirschhausen (2005), « International Market Integration for Natural Gas? A Cointegration Analysis of Prices in Europe, North America and Japan », *Energy Economics*, **27** (4), pp. 603-615.
- Smith, William J. (2013), « Projecting EU demand for natural gas to 2030: A meta-analysis », *Energy Policy*, **58** (C), pp. 163-176.
- Victor, David G. (2013), « The Gas Promise », dans *Energy & Security*, 2<sup>e</sup> éd., Wilson Center and Johns Hopkins University Press, pp. 1-26.
- WEA (2013), *Energy Vision 2013*, World Economic Forum.

Weijermars, Ruud (2012), « Strategy Implications of World Gas Market Dynamics », *Energy Strategy Review*, **1** (1), pp. 66-70.

# Appendice

---

La section 2 propose une analyse statistique descriptive du marché du gaz en s'intéressant à l'évolution des séries sur un large horizon temporel. Les séries les plus longues étant celles en fréquences annuelles, nous nous concentrons d'abord sur ces données pour établir les tendances graphiques de long terme. Cette visualisation est complétée de statistiques descriptives et inférentielles qui permettent de caractériser les aspects fondamentaux de la distribution des données sur l'ensemble de la période d'observation (minimum, maximum, moyenne, médiane, écart-type, asymétrie et aplatissement de la distribution<sup>34</sup>). Un test statistique vérifie également la distribution normale des séries. L'inertie de la chronique ou sa persistance, les bris structurels et la stabilité de la variance dans le temps sont ensuite étudiés.

L'indicateur d'inertie choisi est le coefficient d'autocorrélation (la corrélation entre la série et ses valeurs passées). Nous explorons la persistance des séries avec leur passé immédiat (une période antérieure), intermédiaire (cinq périodes antérieures) et lointain (dix périodes antérieures). Les bris structurels (ou ruptures de tendance) sont en général apparents par inspection visuelle des graphiques. Nous confrontons l'approche visuelle à une méthode séquentielle de détection de bris multiples endogènes proposée par Bai (1997). Cette méthode nécessite la spécification d'une forme fonctionnelle simple, qui varie selon les différents régimes que la procédure identifie par analyse séquentielle. Les deux formes fonctionnelles les plus utilisées sont le modèle linéaire (1.1) ou le modèle exponentiel (1.2) ci-dessous

$$y_t = \alpha + \beta t + \varepsilon, \quad (1.1)$$

---

<sup>34</sup> Un coefficient d'asymétrie positif/négatif indique une distribution étalée à droite/gauche. Un coefficient Kurtosis supérieur/inférieur à 3 s'interprète comme une distribution moins/plus aplatie que la loi normale.

$$\text{logyt} = \alpha + \beta t + \varepsilon, \quad (1.2)$$

dans lesquels les paramètres  $\alpha$  et  $\beta$  sont spécifiques entre les bris structurels identifiés par la procédure<sup>35</sup>. On choisit en général entre les équations (1.1) ou (1.2) selon que la tendance déterministe est linéaire ou exponentielle, en visualisant graphiquement les séries par rapport au temps. L'analyse de stabilité de la variance des séries peut s'effectuer simplement en estimant les équations (1.1) ou (1.2) par les moindres carrés ordinaires (MCO), puis en vérifiant la stabilité de la variance du résidu avec un test classique d'hétéroscédasticité. Ici, nous appliquons le test F de Breusch-Pagan-Godfrey<sup>36</sup>.

En section 3, nous explorons l'existence de tendances communes aux séries *mensuelles* de prix du gaz naturel et du pétrole. L'analyse des co-mouvements entre données temporelles partageant potentiellement une même tendance s'effectue à l'aide d'une analyse de cointégration (Engle et Granger, 1987). En effet, en présence de tendances *stochastiques* communes dans les données, l'application des outils classiques de régression/corrélation produit des résultats fallacieux. Nous divisons l'analyse de cointégration en trois grandes étapes : (i) détermination de la présence/absence de tendances déterministe et/ou stochastique dans les séries ; (ii) analyse de cointégration ; (iii) résultats complémentaires.

Les séries temporelles dont la moyenne n'est pas stable (non-stationnaires en moyenne) sont habituellement modélisées à l'aide de deux types de tendances : déterministe et stochastique. Une tendance stochastique est le fruit d'une équation autorégressive avec constante et erreur aléatoire, dont le coefficient d'autorégression est unitaire (communément appelée « racine unitaire »). La tendance déterministe résulte d'une régression dans laquelle la variable temps fait

---

<sup>35</sup> Cf. le manuel d'Eviews 8, User's Guide II, ch.24, p.176.

<sup>36</sup> Ibidem, p.161.

partie du processus de génération de données (variable explicative significative du modèle postulé). Ces deux types de tendances peuvent coexister dans une même série. Nous testons la présence de tendances déterministe et/ou stochastique dans les séries mensuelles de prix du gaz naturel et de pétrole avec la procédure Augmented Dickey-Fuller (ADF) sur la base de l'équation

$$\log(y_t) = \alpha + \pi \log(y_{t-1}) + \beta t + \sum_{j=2}^p \Delta y_{t-j+1} + \varepsilon_t,$$

qui s'écrit de manière équivalente

$$\Delta \log(y_t) = \alpha + \underbrace{(\pi - 1)}_{\rho} \log(y_{t-1}) + \beta t + \sum_{j=2}^p \Delta y_{t-j+1} + \varepsilon_t. \quad (1.3)$$

Deux tests d'hypothèses sont effectués sur les coefficients de la régression (1.3) estimée par les MCO : présence de racine unitaire  $\pi = 1$  ou  $\rho = 0$  (statistique communément appelée  $\tau_3$ ) et présence de racine unitaire sans tendance déterministe  $\pi = 1 \cap \beta = 0$  (statistique communément appelée  $\phi_3$ )<sup>37</sup>. Ces tests sont formulés sous l'hypothèse nulle (notée H0), et contre l'hypothèse alternative contraire. L'analyse de cointégration entre deux séries se révèle pertinente lorsque les deux séries étudiées possèdent toutes deux une tendance stochastique. On parle de cointégration lorsque la combinaison linéaire de ces deux séries résulte en une série intégrée d'ordre inférieur, possiblement stationnaire. La cointégration permet de séparer la relation commune d'équilibre de long terme des déviations transitoires à cet équilibre.

Une fois établie l'existence d'une tendance stochastique dans les deux séries mensuelles de prix, la seconde étape de l'analyse de cointégration consiste à estimer la relation de long terme en régressant simplement ces séries l'une sur l'autre selon l'équation ci-dessous

---

<sup>37</sup> Les tests ont été réalisés avec le logiciel R, librairie urca, à l'aide de la fonction ur.df().

$$Pgaz_t = \beta_0 + \beta_1 Ppétrole_t + \epsilon_t. \quad (1.4)$$

La relation (1.4) est estimée par la méthode des MCO dynamiques de Stock et Watson (1993), qui corrige le biais asymptotique des MCO classiques<sup>38</sup>. Si une tendance stochastique commune existe entre les deux séries de prix, alors leur combinaison linéaire conduit à des résidus de la régression (1.4) dénués de tendance. Ces résidus constitueront des déviations transitoires vers l'équilibre de long terme. Le test de l'hypothèse d'absence de tendance stochastique résiduelle s'effectue à l'aide d'une équation similaire à celle de l'étape 1. Ici, nous appliquons la statistique normalisée proposée par Engle et Granger<sup>39</sup>. Lorsque la cointégration entre les séries est confirmée, le vecteur  $[1, \hat{\beta}_1]$  est appelé vecteur de cointégration.

La troisième étape de l'analyse de cointégration fournit des résultats complémentaires. Nous suivons ici Dahl et al. (2012) et testons si la loi du prix unique  $[1, \beta_1] = [1, -1]$  s'applique à la relation de long terme. Cette loi tient lorsque deux biens sont des substituts parfaits et que le prix de l'un de ces biens est une simple transformation linéaire du prix de l'autre bien. La procédure utilisée pour effectuer ce test est un simple test de restriction sur les coefficients (test de Wald)<sup>40</sup>. Finalement, nous explorons l'existence d'une certaine forme de causalité entre les prix du pétrole et du gaz à l'aide d'un test de causalité bivarié de Granger<sup>41</sup>. On parle de causalité de Granger lorsque le passé d'une variable causale influence les valeurs présentes de la variable-réponse lorsque le passé de la variable-réponse est pris en compte. Cette relation de causalité peut être statistiquement inexistante, unidirectionnelle ou encore bidirectionnelle (cas d'influence mutuelle entre les deux prix).

---

<sup>38</sup> Eviews 8, User's Guide II, ch.26, p.242, équation (26.15).

<sup>39</sup> Ibidem, équation (26.18).

<sup>40</sup> Ibidem, p.239.

<sup>41</sup> Le test de causalité de Granger est effectué dans le cadre d'un VAR stable avec un maximum de cinq lags. Cf. Eviews 8, User's Guide II, ch.36, p.557.