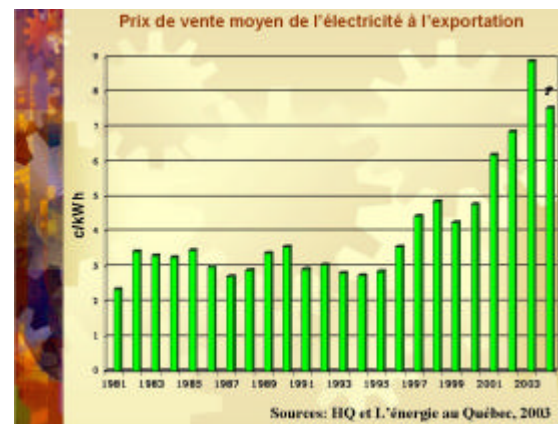
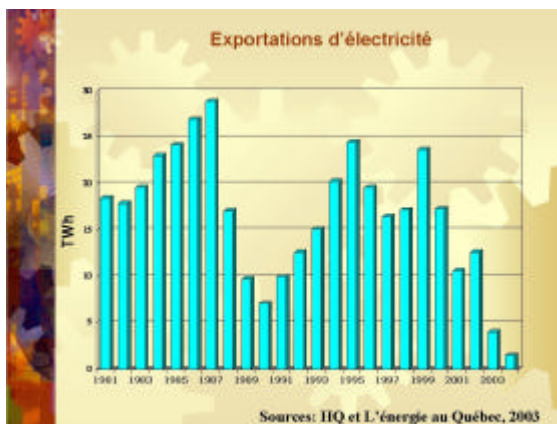
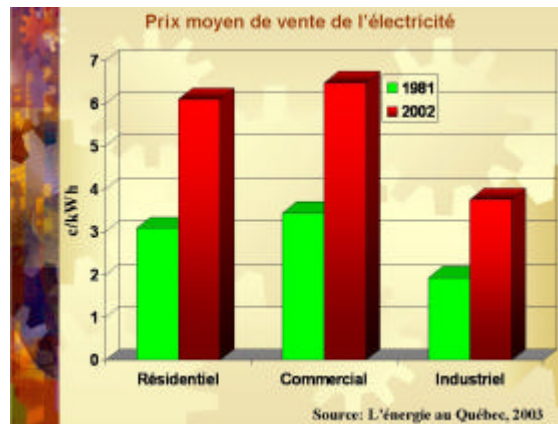
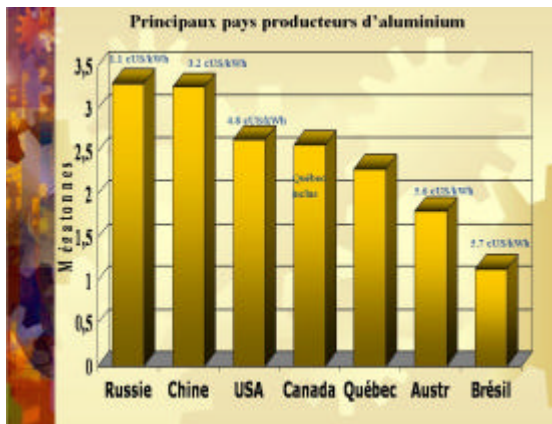


ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

Dr M.BENHADDADI, Ph.D, Chargé de cours
Prof. G.OLIVIER, Ing., Professeur titulaire

AVIS SUR LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AUX GRANDS CONSOUMATEURS INDUSTRIELS

DOSSIER R-3563-2005



SOMMAIRE	2
I. LA RÉFÉRENCE : L'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DU GAZ.....	3
I.1. Le gaz naturel dans le monde	3
I.2. Le gaz naturel en Amérique du Nord	4
I.3. Prix du gaz naturel	5
I.4. Gaz et électricité thermique : simulation du coût	8
II. L'ÉLECTRICITÉ ET LES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS.....	9
II.1. Prix de l'électricité	9
II.2. Prix de l'électricité industrielle	10
II.3. Exportations d'électricité	14
II.4. Projets hydroélectriques d'HQ	18
III. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	19
BIBLIOGRAPHIE	20

SOMMAIRE

Dans son dernier avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques, la Régie de l'énergie a mis en évidence que le Québec ne dispose presque plus de marge de manœuvre car la province n'a plus aucun surplus énergétique. Par ailleurs, au cours de ces dernières années, l'électricité a connu une augmentation substantielle et structurelle des prix dans l'ensemble des marchés limitrophes du Québec. Ces deux faits majeurs doivent être pris en considération dans la nouvelle politique énergétique du Québec qui doit, non seulement garantir l'accès à l'énergie à prix concurrentiel, mais aussi refléter la place de l'énergie comme source de richesse nationale. En effet, notre prospérité dépendra pour beaucoup de notre aptitude à tirer le maximum de nos ressources énergétiques. Quand on jouit d'un potentiel énergétique exceptionnel au cœur du plus grand marché mondial, Il est impératif de le faire fructifier.

Aujourd'hui, on dispose de quelques bribes d'informations sur les contrats secrets avec l'industrie de la fonte et affinage (Alcoa, Alcan), où on constate que malgré un prix d'électricité qu'on nous disait indexé sur les cours mondiaux d'aluminium, ces contrats à long terme ne sont plus forcément à l'avantage du Québec, et encore moins de celui d'Hydro-Québec. Nous évaluons approximativement les retombées économiques de l'industrie de la fonte et affinage à 6 ¢/kWh, ce qui est désormais insuffisant pour le Québec. Nous sommes d'avis qu'un bilan global et impartial des apports de ces multinationales doit être fait avant toute éventuelle reconduction des contrats à terme. La reconduction de ces contrats doit tenir compte de la nouvelle réalité du prix de l'électricité. Pour ce qui est des éventuels nouveaux contrats, il y a lieu de s'assurer préalablement de l'installation des industries de transformation : l'intensité énergétique doit être réduite, minimalement, de moitié.

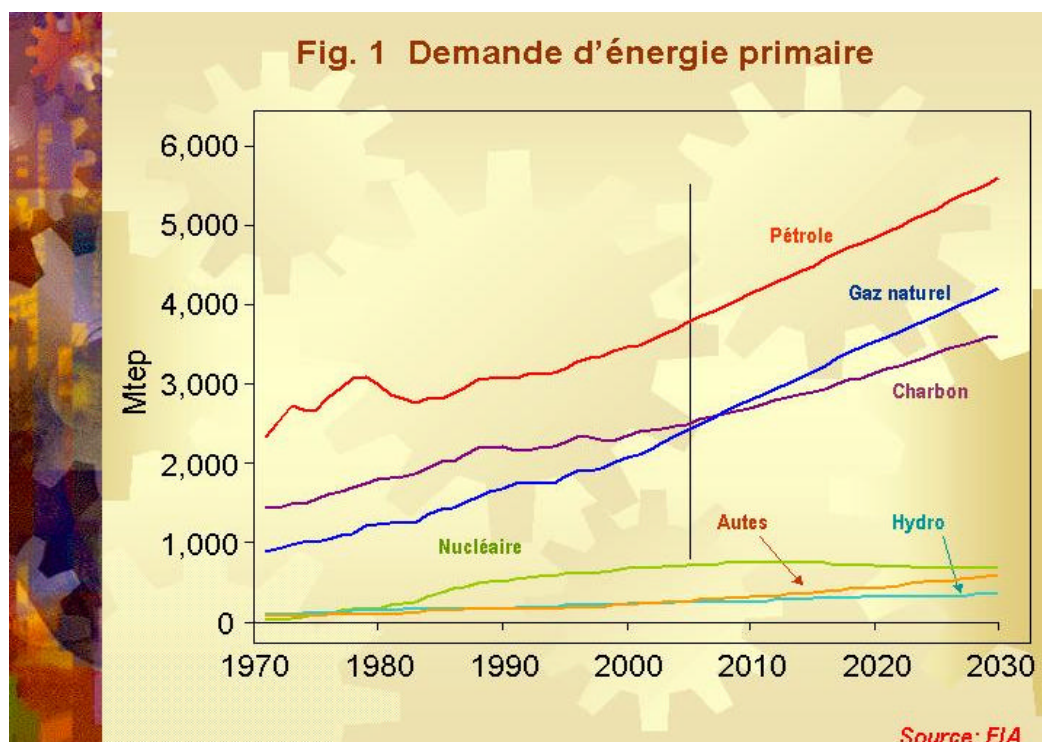
Par ailleurs, l'hydroélectricité permet d'emmagasiner de l'énergie sous forme de réserves d'eau en période de faible demande et de la revendre en période de pointe et tirer ainsi profit des variations horaires et saisonnières du prix de l'électricité sur les marchés extérieurs, ce qui revient à exploiter au maximum la complémentarité énergétique avec nos voisins et ajouter ainsi de la plus-value aux barrages hydroélectriques. Or, les activités de courtage d'HQP sont devenues si importantes qu'elles sont devenues l'une des principales sources de profit. Il est de l'intérêt du Québec d'octroyer à HQP une marge de manœuvre qui lui permettrait d'optimiser ses bénéfices.

Ce mémoire est le résultat de réflexions, d'analyses et de discussions entre deux collègues; il n'engage pas la responsabilité de leur employeur.

I. LA RÉFÉRENCE : L'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DU GAZ

I.1. Le gaz naturel dans le monde

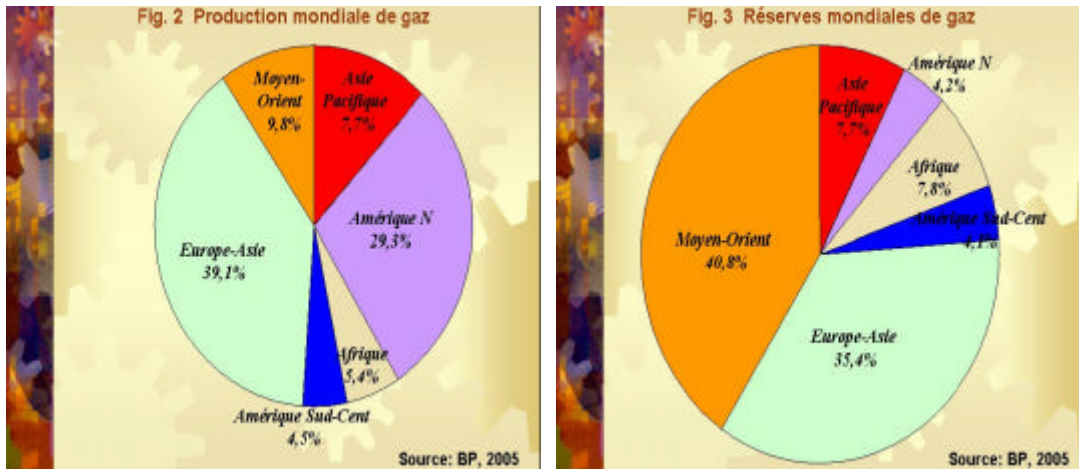
Beaucoup moins polluant que le charbon et le pétrole, l'utilisation du gaz naturel est en plein essor. Le marché mondial du gaz se développe rapidement [9, 10, 11, 12, 13] et sa croissance devrait se poursuivre au moins dans les deux prochaines décennies, entraînée essentiellement par la "ruée sur le gaz" pour la production d'électricité : ainsi, il est attendu une croissance de 2.2 % par an de la consommation mondiale de gaz entre 2001 et 2025 [9], ce qu'illustre bien la fig.1.



Il faut dire que parmi tous les combustibles fossiles, le gaz naturel présente un double avantage :

- meilleure répartition géographique par rapport au pétrole, avec des réserves prouvées plus importantes,
- plus faibles émissions de gaz à effet de serre par unité thermique, avec absence d'émissions de produits soufrés et de particules.

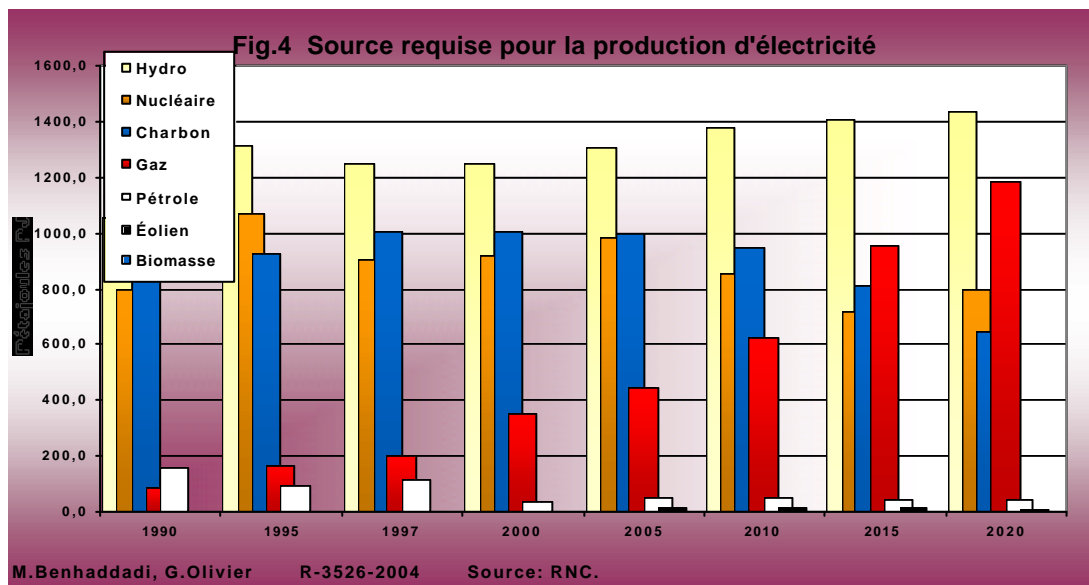
Depuis trois décennies, les réserves mondiales ont régulièrement augmenté et, de nos jours, le ratio réserves/production est de l'ordre de 60 ans. La demande de gaz naturel devrait augmenter dans toutes les régions du monde; néanmoins, certaines régions aux réserves limitées, ou en baisse, deviendront des importateurs, ce qui modifiera sensiblement les schémas des échanges mondiaux de gaz. Le sens de ces propos est illustré par la comparaison de la fig. 2 avec la fig. 3.



I.2. Le gaz naturel en Amérique du Nord

Avec une production actuelle de 187 milliards de m³, équivalent à **170 Mtep**, le Canada est le 3^e producteur mondial de gaz naturel derrière les Etats-Unis et la Russie; il est le 2^e exportateur après la Russie. En moins de 2 décennies, les exportations canadiennes de gaz vers les États-Unis ont quadruplé.

La "ruée sur le gaz" pour la production d'électricité, observée dans le monde, est aussi observée au Canada. Ressources Naturelles Canada RNC [8] prévoit que la part du gaz dans la production totale d'électricité représentera plus de 20 % à l'horizon 2020, ce que nous avons illustré sur la fig. 4. Il est, par ailleurs, attendu aussi une croissance au Canada de 2.2 % par an de la consommation de gaz entre 2001 et 2025 [8] alors qu'entre-temps, les dernières statistiques montrent que la production croîtra à un rythme beaucoup moins soutenu, de l'ordre de 0.5 % par an. La croissance de l'offre et la demande de gaz naturel, telle que prévue par RNC est illustrée sur la fig. 4.



Il faut dire qu'au Canada, ces dernières années, les découvertes de gaz sont de moins en moins prolifiques de sorte qu'en 2005 le ratio réserves/production est de seulement 8.6 ans, soit le pire ratio parmi les pays importants exportateurs de gaz. De plus, il est maintenant avéré que la province de l'Alberta est appelée à réduire sa production de 2 % par an entre 2003 et 2012 [16] pour pouvoir augmenter celle du pétrole lourd.

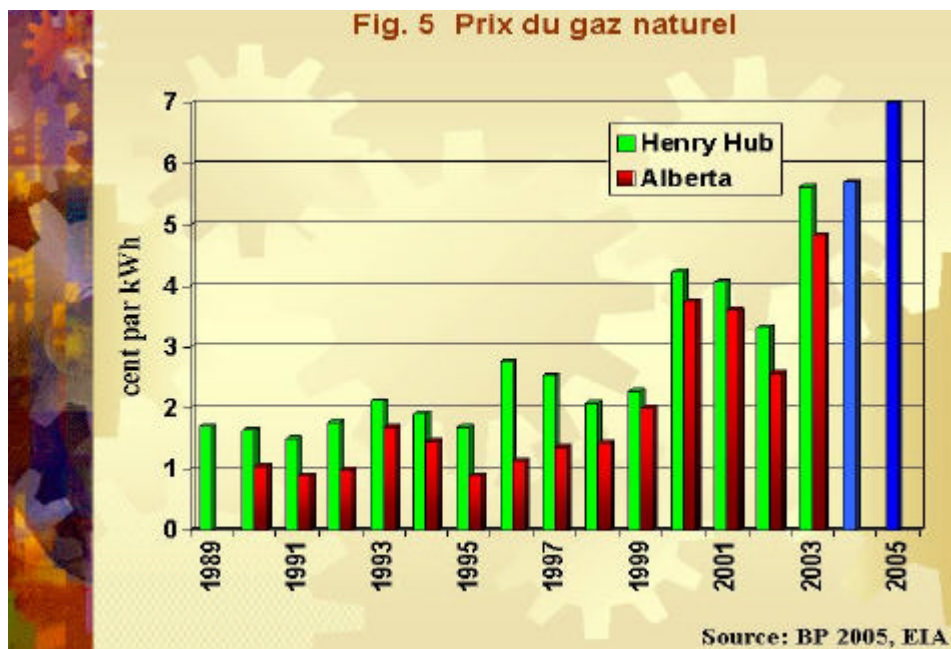
I.3. Prix du gaz naturel

Poussé par la ruée vers le gaz, le commerce du gaz naturel n'a pas cessé de se développer avec dynamisme. En Amérique du Nord, le gaz est vendu-acheté dans des carrefours d'échanges (principalement Henry en Louisiane et AECO-C en Alberta) ou sont établis les prix, en fonction des contrats. En général, les producteurs d'électricité achètent à des prix relativement plus bas (autour de 40 % du prix payé par un usager résidentiel).

Par ailleurs, les marchés gaziers canadien et étasunien sont fortement intégrés, de sorte que la loi de l'offre et la demande est ressentie dans l'ensemble du marché. Les principaux facteurs qui influent sur la demande dans les marchés gaziers sont :

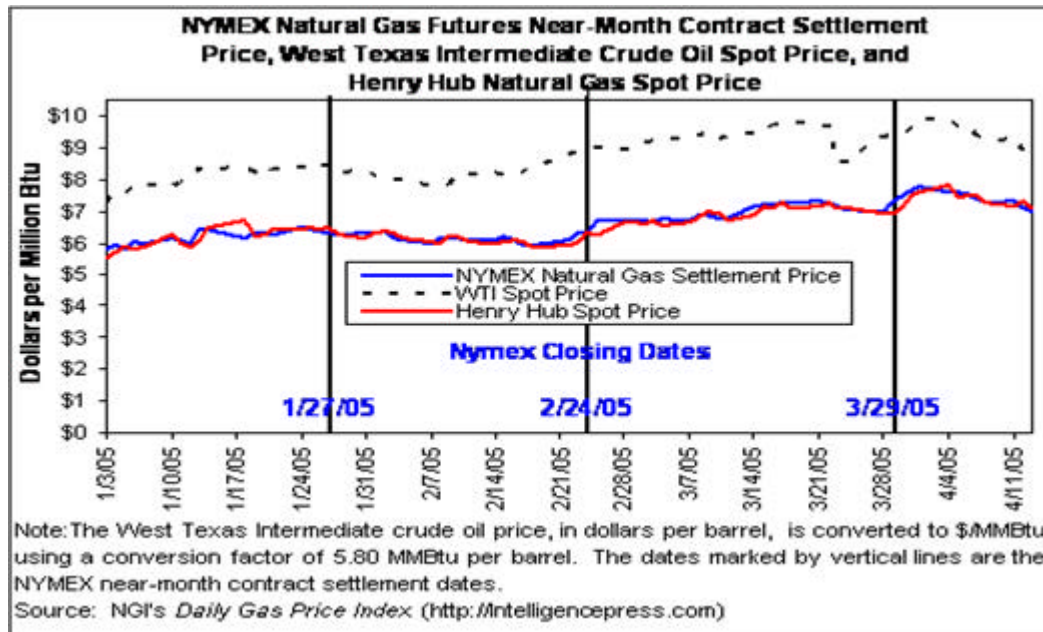
- le prix des combustibles concurrents,
- la croissance économique,
- le climat et le niveau des stocks.

Il est établi que les prix du gaz et du pétrole sont corrélés et le prix du gaz suit celui du pétrole, ce dernier fluctuant avec les événements mondiaux. Ainsi, le prix du gaz, avec un léger décalage, se trouve être indexé sur celui du pétrole et il a connu une augmentation substantielle ces cinq dernières années. Comme on peut le voir sur la fig. 5, par rapport à 1999, les prix ont presque doublé en 2000 et plus que quadruplé en 2004-2005.

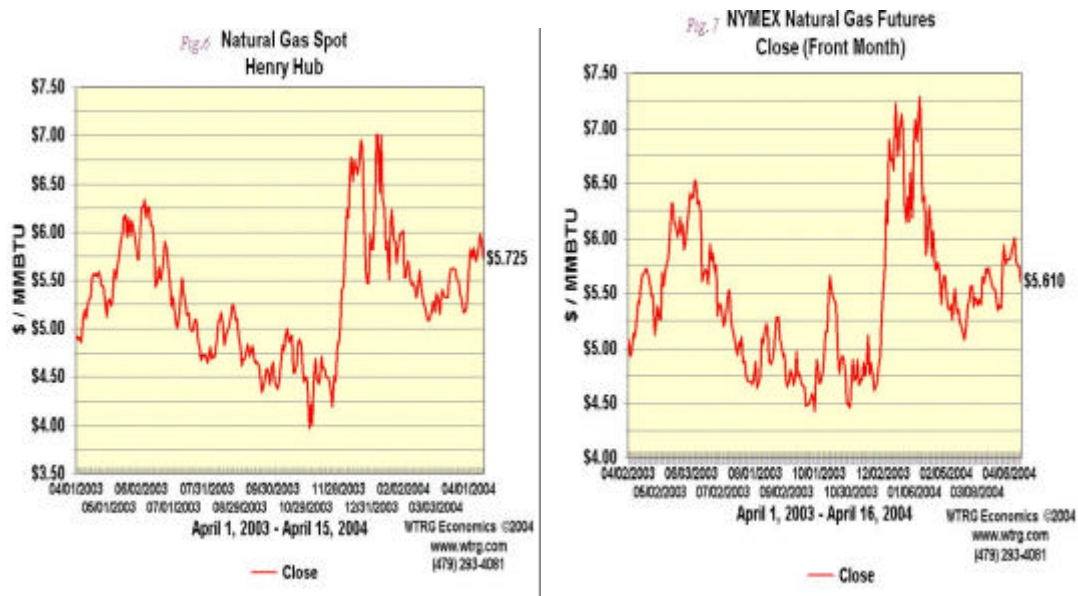


Il est intéressant de remarquer que le prix actuel du pétrole – 50 \$US/baril – n'est pas équivalent, du point de vue thermique, au prix actuel du gaz – 7 \$US/Mbtu. Ainsi, le prix

du gaz a suivi celui du pétrole lorsque ce dernier a amorcé une hausse continue du printemps 2003 au printemps 2005; mais, la hausse n'a pas été exacerbée par l'instabilité géopolitique, lorsque le pétrole a atteint sommet record de 58 \$US/baril. La figure ci-dessous, pour l'année 2005, illustre aussi bien volatilité du prix du gaz que son indexation sur celui du pétrole.



Ceci dit, aussi bien à Henry Hub (fig.6), au New York Mercantile Exchange NYMEX (fig.7) ou sur d'autres marchés, le gaz naturel connaît aussi des tensions occasionnelles sur les prix, en particulier ces deux dernières années, ce qu'illustrent bien les fig. 6 et fig.7.



Ces données se vérifient aussi bien chez EIA, Henry Hub que NYMEX ou la Banque Mondiale. La différence de prix entre Henry Hub et EIA provient du fait que cette dernière fait une évaluation de prix à la tête des puits, ce qui donne en moyenne une sous-évaluation de l'ordre de 10 %.

La fig. 8 montre la très forte intégration des marchés gaziers canadien (AECO-C en Alberta) et étasunien (Henry en Louisiane) alors que la fig. 9 illustre le prix record enregistré pour une transaction sur le gaz. En effet, même si cette transaction est beaucoup moins publicisé que le pétrole, celle-ci remonte au 25 février 2003 quand le cours a fracassé le record de tous les temps : 18.85 \$US/Mbtu! , soit l'équivalent thermique de 111 \$US/baril de pétrole!!!



Il est attendu que le prix du pétrole baisse car, pour une rare fois, il y a consensus au sein de l'organisation des pays exportateurs de pétrole OPEP de vouloir stabiliser les prix autour de 40 \$US/baril, ce à quoi semblent acquiescer les pays de l'OCDE.

Toutefois, il ne faut pas s'attendre à une diminution conséquente du prix du gaz. Le cours actuel du gaz de 7 \$US/Mbtu correspond, du point de vue thermique, à un pétrole au coût de 41.2 \$US/baril. Et, surtout, le changement dans le prix du gaz est structurel : il est là pour rester et même si ces derniers jours, il y a une tendance du gaz à accompagner les produits pétroliers vers la baisse, son ampleur est plus que réduite. En effet, il y a un consensus au sein de l'Agence Internationale de l'énergie (Conseil Mondial de l'Énergie) comme à l'Energy Information Administration (Département de l'énergie des États-Unis) que la ruée mondiale vers le gaz, causée par les TAG (turbines à gaz), va persister au cours des deux prochaines décennies. Cette ruée va justifier la persistance de cours élevés de gaz naturel.

Dans un passé récent, à l'occasion de la discussion du projet du Suroît [7], nous avons attiré l'attention de la Régie de l'énergie sur le risque de coût élevé du gaz [1], même si, en 2004, il n'était encore que de 5.7 \$US/Mbtu. Nous avons surtout mis en exergue que

ces coûts ne pouvaient qu'augmenter. Malheureusement, en se basant sur les prévisions de Gaz Métro, la Régie de l'énergie en a jugé autrement « Parmi les inconvénients du projet, plusieurs participants ont soulevé le risque du prix du gaz naturel dans l'avenir. Toutefois, la Régie retient, tout comme Gaz Métro, que les prix devraient rester fermes à court et moyen termes ».

Aujourd'hui, même si le contexte de nos propos est différent, nous maintenons plus que jamais nos conclusions : le changement dans le prix du gaz est structurel; il a augmenté substantiellement ces dernières années et cette augmentation est là pour rester. De nos jours, alors qu'on se met à rêver d'un pétrole à 40 \$US/baril dans le meilleur des cas, le souhait conséquent pour le gaz serait une fourchette de 6 à 7 \$US/Mbtu.

I.4. Gaz et électricité thermique : simulation du coût

Ce qui caractérise l'électricité thermique au gaz, c'est que le prix de revient de chaque kWh produit est essentiellement tributaire du prix du gaz. Considérons, à titre d'illustration, le projet de la défunte centrale thermique au gaz du Suroît dont les caractéristiques énergétiques sont : 836 MW, 6.5 TWh. Sur la base

- d'une consommation de 1.13 Gm³/an [1],
- du cours actuel de 7 \$US/Mbtu,
- d'une conversion pour le gaz naturel 1 pi³ = 0.0283278 m³,
- d'un taux de conversion 1 \$ CAD = 0.8 \$ US

Nous trouvons que la facture annuelle de Hydro-Québec pour son gaz aurait été de l'ordre de près de 350 M\$ par an, ce qui donnerait, en considérant uniquement le coût du gaz et en omettant toutes les autres charges, un prix de revient de l'électricité de

$$\boxed{5,37 \text{ ¢ / kWh}}$$

En considérant que le prix du gaz représente 75% du prix de revient de chaque kWh produit, ce qui est généralement admis, on trouve alors un prix de revient de l'électricité thermique de

$$\boxed{6,7 \text{ ¢ / kWh}}$$

Si, on comptabilise le coût de la distribution et que l'on néglige celui du transport (les centrales à gaz sont généralement localisées près des charges), alors le prix de l'électricité thermique serait de

$$\boxed{8 \text{ ¢ / kWh}}$$

Si le prix du pétrole se maintient à 50 \$US/baril, et que celui du gaz atteint son équivalent thermique, c'est à dire 8.5 \$US/Mbtu, alors le prix du kWh d'électricité thermique gaz qui tiendrait compte du cours actuel de pétrole de 50 \$US/baril serait de l'ordre de :

$$\boxed{10 \text{ ¢ / kWh}}$$

Comme l'illustrent les données compilées sur les figures 5 à 9, Il est vrai que le prix du gaz est particulièrement volatil ces dernières années. Mais, il est vrai aussi que ce prix est particulièrement ferme, nettement au-dessus de 7 US\$/mp³ tout au long de l'année 2005. Par ailleurs les calculs exécutés, au demeurant assez simples, illustrent à quel point le prix de revient du kWh d'électricité est tributaire du prix du gaz. Il se trouve que le prix de ce gaz est, et va demeurer, élevé. À notre avis, on ne peut plus se permettre de rêver d'un prix du gaz de 2 US\$/mp³ tel qu'il était en 1999. Cela fait désormais partie de cours du...siècle passé. Le cours actuel de 7 US\$/mp³ n'est pas susceptible de subir une chute importante; du moins, on le voit très mal au-dessous de 6 US\$/mp³. Il va donc falloir admettre que les cours de l'électricité de 8 à 10 ¢/kWh sur les marchés limitrophes du Québec sont plus que plausibles et ne risquent pas de s'effondrer.

II. L'ÉLECTRICITÉ ET LES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS

II.1. Prix de l'électricité

Au Québec, le prix de l'électricité produite par les installations existantes (HQP), dite 'électricité patrimoniale' est fixé par la loi à 2.79 ¢/kWh auquel s'ajoute le coût du Transporteur (HQT) de 1.4 ¢/kWh et celui du Distributeur (HQD) de 1.3 ¢/kWh. Il y a lieu de souligner que les rendements de HQD et HQT sont définis par la Régie de l'énergie et que les prix ont été gelés de 1997 à 2003.

Mais, au courant de l'année 2004, HQD a obtenu deux augmentations successives de 3 % et 1.4 %, de sorte que le prix moyen pour le secteur résidentiel est passé à 6,3 ¢/kWh, ce qui est relativement concurrentiel si on le compare aux prix pratiqués ailleurs en Amérique du Nord. Arguant une augmentation des coûts d'approvisionnement et de ses frais financiers, HQD a demandé pour avril 2005 une augmentation de 2.7 %; la Régie de l'énergie a décidé de lui octroyer 1.2 %.

La majorité des experts québécois sont unanime pour dire qu'il est nécessaire de refléter sur le marché le véritable coût de l'électricité et que les bas tarifs actuels sont responsables du gaspillage et constituent, en plus, un frein au développement de sources d'énergies alternatives comme l'éolien. Ainsi, selon certains, l'augmentation des tarifs serait même à l'avantage de la société québécoise puisque l'argent supplémentaire amassé pourrait servir à réduire la dette publique, à financer les besoins criants en santé et éducation, améliorer l'état des infrastructures routières, ...

La hausse combinée du prix de l'électricité de ces deux dernières années est de 5.6 %, ce qui est supérieur à l'inflation. Mais, si l'on considère cette dernière décennie, ces prix ont augmenté moins rapidement que l'indice des prix à la consommation et, surtout, beaucoup moins rapidement que les prix du gaz et mazout de sorte qu'aujourd'hui le chauffage électrique revient à 30 à 50 % moins cher que le chauffage thermique. Quel paradoxe! Surtout que maintenant, on commence finalement à admettre que le chauffage thermique est beaucoup plus efficace que le chauffage électrique. De plus, comme illustré dans la 1^{ère} partie de ce mémoire et dans un précédent rapport déposé à la Régie [1], les substantielles augmentations du prix du gaz et du mazout de ces dernières années sont structurelles et non conjoncturelles : elles sont là pour rester et les prix actuels de ces combustibles peuvent confirmer cet état de fait.

Grâce aux pluies diluviennes de cet été, HQ a retrouvé une certaine marge de manœuvre qui a permis à sa division Production (HQP) de soumissionner à deux appels d'offres de court terme de sa division Distribution (HQD) sur le marché québécois, soit fournir à HQD:

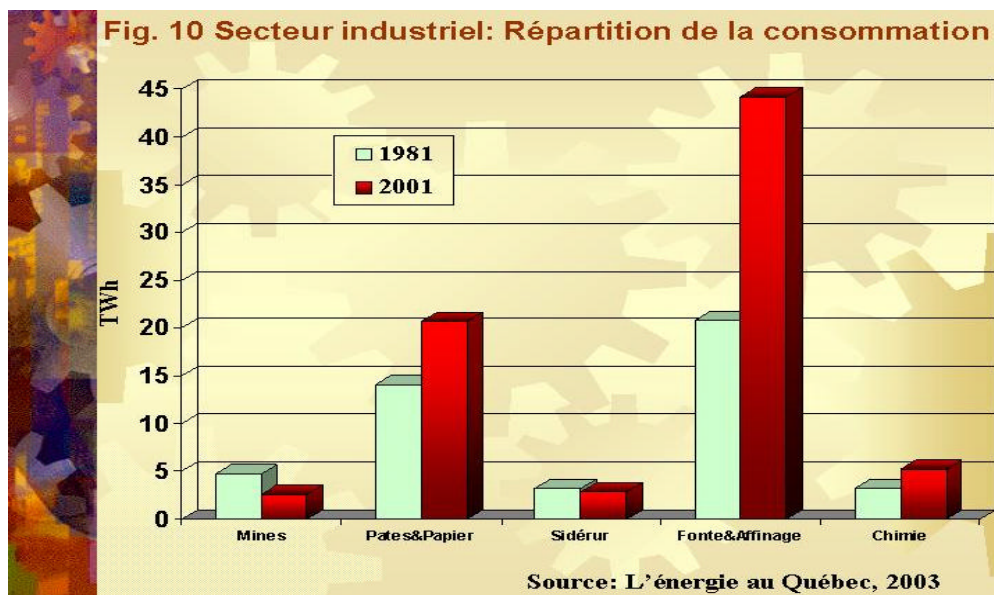
- 0.8 TWh, entre janvier et avril 2005, à raison de 8.7 ¢/kWh,
- 0.9 TWh, entre mai et septembre 2005, à raison de 6.9 ¢/kWh.

Certains analystes concluent que HQ se vend à elle-même de l'électricité à un prix trois fois plus élevé que les 165 TWh d'électricité patrimoniale vendues à 2.79 ¢/kWh, ce qui peut sembler aberrant. Pourtant, à y regarder de plus près, c'est la réalité du prix des nouvelles sources d'énergie qu'il y a lieu de faire émerger. Dans les deux appels d'offre, la soumission de HQP a été retenue au même titre que les six autres soumissions concurrentes...

Il est évident que Hydro-Québec n'a plus de surplus énergétique à écouler et que les nouvelles sources à développer ont des coûts nettement plus élevés, comme témoignent les deux soumissions ci-dessus. Tout comme il est évident qu'il y a une tendance à la hausse des coûts de l'énergie à l'échelle mondiale. Dans un marché énergétique nord-américain de plus en plus déréglementé, indéniablement, le prix du kWh d'électricité au Québec ne peut rester éternellement aussi bas par rapport à celui des marchés limitrophes. Même si son actionnaire unique est le ministère des finances du Québec, Hydro-Québec est avant tout une entreprise commerciale qui vend un produit qui est de plus en plus, du fait de la déréglementation, assujéti aux lois du marché.

II.2. Prix de l'électricité industrielle

Le secteur industriel grandes entreprises a consommé, en 2003, plus de 60 TWh [7] dont 35 TWh au tarif L. Ce tarif préférentiel L s'adresse aux clients dont la puissance minimale installée est de 5 MW avec des primes de dépassement en hiver. Dans le secteur industriel grandes entreprises émerge l'industrie de la fonte et affinage qui se taille la part du lion, avec plus de 40 TWh consommés (fig. 10).



Or, la majorité des contrats souscrits par cette industrie arrivent à échéance dans moins d'une décennie et les multinationales (Alcan, Alcoa,...) commencent déjà à faire du lobbying pour que les conditions plus qu'avantageuses qui leur sont octroyées soient reconduites. De plus,

un regard furtif sur les augmentations futures de la demande d'électricité au Québec [7] montre des besoins supplémentaires de l'ordre de 20 TWh d'ici 2011, dont 12 TWh occasionnés par le secteur industriel grandes entreprises.

Les clients industriels trouvent tout à fait normal qu'un prix avantageux leur soit consenti; ils avancent pour cela pour trois raisons :

- la 1^{ère} est due aux coûts de distribution plus réduits car cela coûte nettement moins cher de livrer une grande quantité d'électricité à un même client que de plus petites quantités à plusieurs clients,
- la 2^e est que pour le secteur industriel, l'électricité est une ressource qui va permettre de générer de la richesse en fabriquant des produits à plus forte valeur ajoutée. C'est ainsi que par ses exportations, le secteur manufacturier se targue, non sans raison, de générer 69 cents par kWh consommé,
- la 3^e est que, du fait de l'actuelle structure économique du Québec, l'état doit continuer à confier à HQ la mission de développement économique et régional qu'elle concrétise en garantissant aux entreprises industrielles un approvisionnement en électricité fiable et à prix préférentiel.

Si les deux premières raisons invoquées sont plausibles, on ne peut dire autant pour la 3^e car il n'appartient pas aux entreprises industrielles de définir la stratégie énergétique du Québec. Surtout qu'aujourd'hui, on dispose de quelques bribes d'informations sur les contrats secrets entre le Gouvernement du Québec et les multinationales de l'industrie de la fonte et affinage (Alcan, Alcoa,...). À priori, ce qu'on peut constater, c'est que malgré un prix d'électricité qu'on nous disait indexé sur les cours mondiaux d'aluminium, ces contrats à long terme ne sont plus forcément à l'avantage du Québec, et encore moins de celui de HQ; ils font surtout la part belle à ces grandes industries énergivores. Or une bonne partie de ces contrats arrivent à échéance dans moins de dix ans et une certaine guerre des positions commence déjà à se dessiner.

Ainsi, Alcoa, avec ses 17 TWh consommés, veut non seulement que ses droits hydrauliques sur la rivière du Manicouagan soient renouvelés et que les tarifs plus que préférentiels soient maintenus, mais demande rien de moins que l'abrogation de la loi qui octroie à Hydro-Québec le monopole du développement des centrales hydroélectriques de plus de 50 MW. Alcoa argue pour cela que l'ouverture souhaitée du marché de détail permettrait l'émergence de la concurrence et de plus bas prix pour les consommateurs. Or, au Québec, les coûts à la marge sont nettement supérieurs aux tarifs actuels de l'électricité, à moins que Alcoa ait à l'esprit de vendre l'électricité au consommateur étasunien, auquel cas il est plus que souhaitable de le spécifier.

La situation d'Alcan n'est pas plus reluisante. Cette multinationale qui bénéficie d'un traitement préférentiel indéniable, suite à l'entente connue sous le nom de Bail de la Péribonka, et qui produit elle-même 17 TWh à un coût que certains estiment aux alentours de 1 ¢/kWh, nous retourne bien l'ascenseur en...diminuant ses activités et effectifs au Saguenay – Lac-St-Jean...

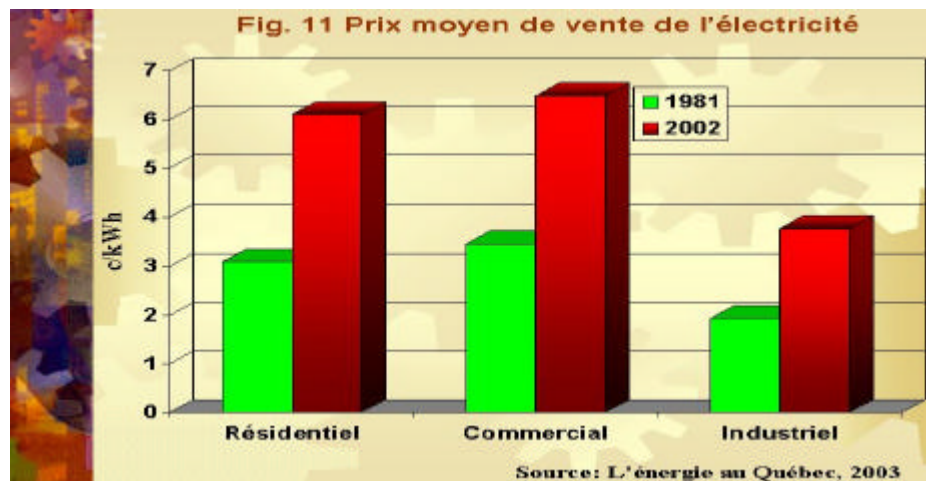
Le tableau 1 montre que les entreprises industrielles sont, de loin, les plus grandes consommatrices d'énergie, avec plus de 43 %. De plus, comme le montre la fig.11, avec un prix moyen de 3.8 ¢/kWh, elles paient nettement moins cher leur électricité que le secteur résidentiel. Les tarifs octroyés par HQ au secteur industriel sont ce qu'il y a de meilleur en Amérique du Nord et ces entreprises ne peuvent se targuer de financer le secteur résidentiel. De plus, comme l'illustre la fig.14, ces deux dernières décennies, l'industrie des pâtes et

papiers a substantiellement réduit son intensité énergétique, alors que dans la même période, l'augmentation du prix de l'énergie a été relativement réduite.

Tableau 1 Ventes attendues par secteur de consommation en 2003

	Part des ventes (TWh)	Part des ventes (en %)
Domestique & Agricole	55.3	33.8
Général et Institutionnel	31.9	19.4
Industriel PME	10.7	6.5
Industriel Grandes entreprises	61.4	37.4
Autres Secteurs	4.9	3
Total	164.3	100

Source: Régie de l'Énergie

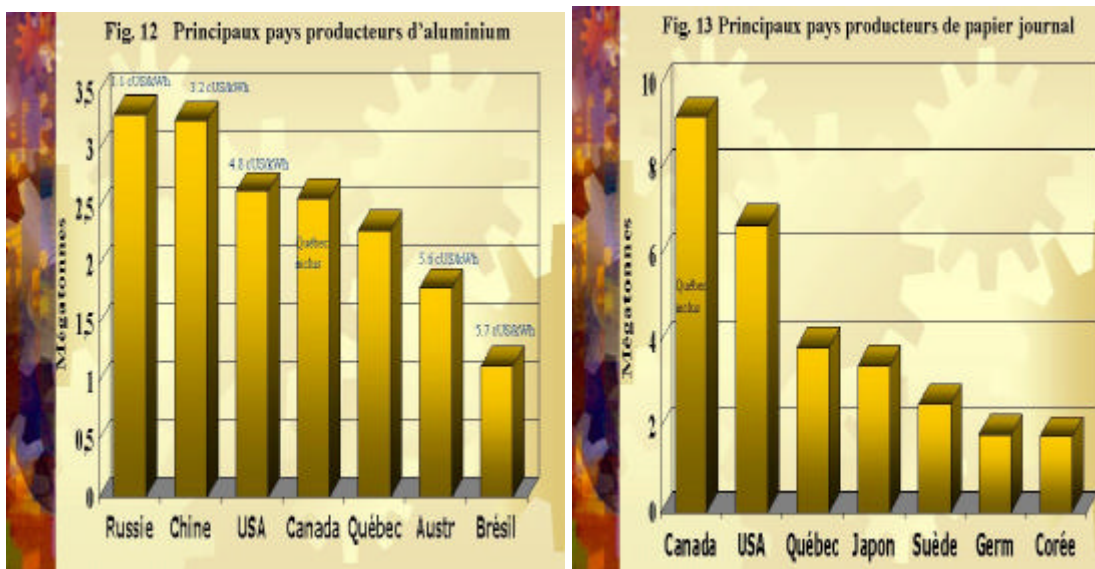


Par ailleurs, on ne peut que s'inscrire en faux avec l'allégation d'Alcoa selon laquelle le prix moyen payé en 2003 par les 200 alumineries à travers le monde pour produire 25 millions de tonnes d'aluminium soit de 30 % inférieur au tarif L québécois. Il nous semble que ces chiffres, produits en Commission parlementaire par la multinationale Alcoa, n'ont pas fait l'objet de vérification préalable. En effet :

- Sur les cinq plus grands producteurs d'aluminium dans le monde, un seul pays – la Russie - offre des tarifs meilleurs que le tarif L du Québec
- La Chine connaît une croissance économique très élevée, ce qui a créé une demande accrue d'électricité et un renchérissement des prix,
- Le 3^e producteur mondial (États-Unis) a connu ces dernières années, suite à la déréglementation du secteur, une hausse sans précédent des coûts de l'énergie électrique, y compris dans le secteur industriel grandes entreprises où les hausses ont été si importantes que des délocalisations ont été opérées.
- Quand au Brésil et à l'Australie, leurs tarifs en \$US ne sont pas meilleurs que le tarif L, exprimé en \$CAD...

L'autre argument que l'industrie de la fonte et affinage avance est la menace de déménager vers de nouveaux cieux (Islande, Afrique du Sud, Qatar...) qui offrent des tarifs meilleurs que le tarif L. Advenant que ces pays pourraient réellement disposer de plusieurs dizaines de TWh à brader, ce dont nous doutons sérieusement, ce sont plusieurs milliards de \$US que les compagnies (Alcoa, Alcan...) devront investir avec l'épée de Damoclès en sus : le renchérissement du prix du gaz.

Les activités énergétiques du secteur industriel détiennent une place particulièrement importante pour l'économie québécoise. À titre d'illustration, deux chiffres significatifs et certainement reliés au prix de l'électricité peuvent être déduits des figures 12 et 13 : l'industrie québécoise des pâtes et papier assurait près de 44% de la production canadienne de papier journal et près de 11% de la production mondiale (fig. 13); pour l'industrie de la fonte et de l'affinage, le Québec produit près de 9% de la production mondiale de l'aluminium (fig. 12) en occupant ainsi le quatrième rang dans le monde.



On peut, à priori, s'enorgueillir de la place qu'occupe le Québec dans la production mondiale d'aluminium (fig. 12) puisqu'on peut se comparer amplement avec les grandes puissances économiques mondiales (Chine, Russie, États-Unis). On joue dans la cour des grands. Mais, maintenant que le Québec n'a plus de surplus énergétique à écouler coûte que coûte et que le prix de l'électricité a connu, suite à la déréglementation, une augmentation substantielle et structurelle, l'heure est venue de faire le bilan des apports de ces industries énergivores à l'économie québécoise.

De prime abord, si l'on considère le dernier quart de siècle, il est incontestable que l'apport des industries des pâtes et papiers à l'économie québécoise a été plus que positif, surtout si l'on prend en considération :

- les emplois créés en région,
- l'électricité ainsi écoulee aurait pu être, autrement, perdue.

À contrario, la nouvelle réalité de l'heure montre :

- un net resserrement de la production d'électricité au Québec, d'une part,

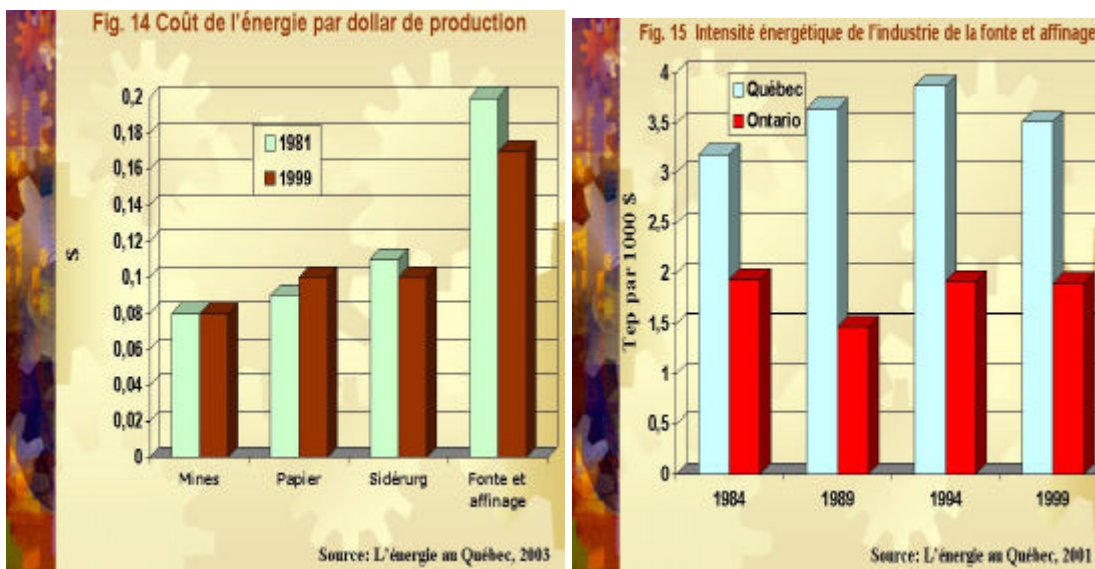
- une nette évolution structurelle à la hausse des prix de l'électricité sur les marchés frontaliers, d'autre part.

Ainsi, si on considère la multinationale Alcoa qui, d'après ses données, génère annuellement un milliard de \$ dans l'économie québécoise pour une facture énergétique de 17 TWh, cela représente moins de 6 ¢/kWh. On est loin du compte car, la même énergie aurait pu procurer des revenus autrement plus substantiels sur les juteux marchés de l'électricité du nord-est américain.

Si on applique le même raisonnement à la multinationale Alcan qui, d'après ses données, génère annuellement 1.3 milliard de \$ dans l'économie québécoise pour une facture énergétique de 19.2 TWh, cela représente 6.8 ¢/kWh. C'est peut être mieux que Alcoa mais, là-aussi, le compte n'y est pas.

Faute d'informations disponibles, Il va de soi que ces projections, au demeurant fort élémentaires, ne tiennent pas compte des activités économiques connexes (indirecte et induite) que l'industrie de la fonte et affinage occasionne. Ceci dit, si l'impact de cette activité indirecte et induite se mesure en quelques dizaines de millions de dollars, ce qui semble être le cas, elle n'est pas de nature à avoir une incidence majeure; il en va tout autrement si on parle de milliards. Par ailleurs, le résultat déduit de 6 ¢/kWh de retombé économique peut être doublement corroboré par les données des figures 14 et 15. De plus, les données de la fig.15 montrent le long chemin qui nous reste à faire pour réduire le niveau de l'intensité énergétique de l'industrie de la fonte et affinage au Québec.

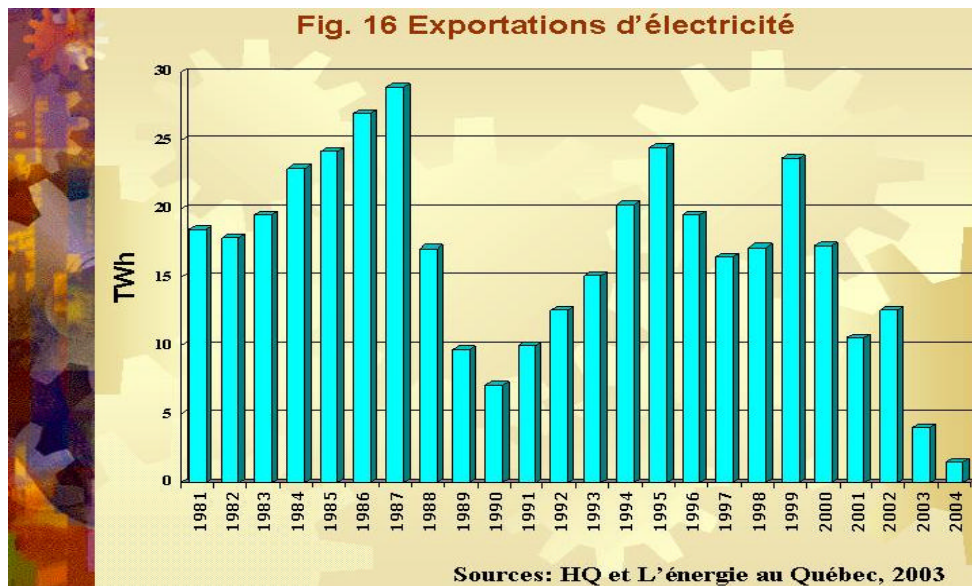
En fait, le véritable enjeu se situe à ce niveau-là : dans la perspective d'une éventuelle reconduction des contrats à terme, un bilan global et impartial des "apports" de ces multinationales à l'économie québécoise doit être préalablement établi. On ne peut garantir l'approvisionnement énergétique à un prix concurrentiel et prévisible à ces industries énergivores que si la démonstration économique est faite que cela va dans le sens de l'intérêt économique de la Belle Province.



II.3. Exportations d'électricité

L'analyse des figures 16 et 17 montre clairement que le Québec a exporté des quantités appréciables d'électricité (une moyenne de l'ordre de 20 TWh) les années 80, où celle-ci coûtait 2 à 3 ¢/kWh. Présentement que cette électricité rapporte par kWh 3 à 4 fois plus,

les exportations ont baissé dans une proportion similaire. Eu égard au fait que les changements du prix de l'électricité en Amérique du Nord sont structurels et non conjoncturels, la règle du bon sens inciterait le Québec à élaborer une politique énergétique qui lui permettrait de s'accaparer une juste part du juteux marché du nord-est américain.

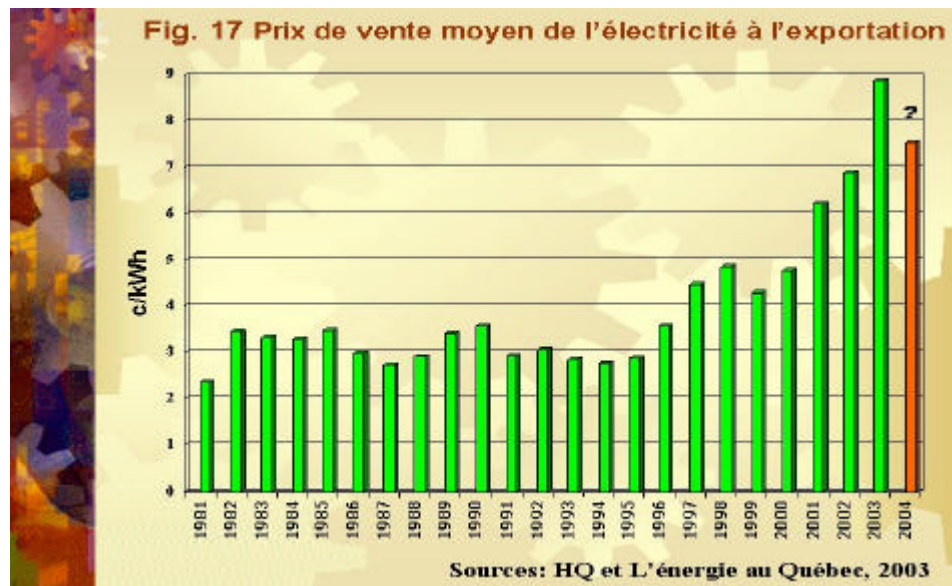


Or, à l'automne 2004, HQ était encore un importateur net d'électricité avec un déficit dans sa balance de 1.2 TWh. Même si, eu égard à la pluviométrie exceptionnelle de cet été, les prévisions pessimistes d'HQ nous semblent plus qu'improbables, force est d'admettre qu'HQ n'a presque plus de marge de manœuvre naturelle. En réalité, HQ a acheté massivement sur les marchés limitrophes pour laisser l'eau s'accumuler et ainsi reconstituer ses réserves, d'une part, et se donner les moyens de choisir le moment propice pour exporter à un prix nettement plus élevé, d'autre part.

Par ailleurs, l'hydroélectricité permet d'emmagasiner de l'énergie sous forme de réserves d'eau en période de faible demande et de la revendre en période de pointe et tirer ainsi profit des variations horaires et saisonnières du prix de l'électricité sur les marchés extérieurs, ce qui revient à exploiter au maximum la complémentarité énergétique avec nos voisins et ajouter ainsi de la plus-value aux barrages hydroélectriques. Les chiffres rendus publics par HQ lors des auditions de la Régie sont éloquentes à ce sujet : juste pour 2003, l'électricité achetée par HQ est revenue au prix moyen de 4.47 ¢/kWh, celle vendue à 8.83 ¢/kWh. Qui plus est, si on tient compte de l'absence de frais de distribution dans l'électricité exportée, la différence de prix serait encore plus accentuée. Sauf que, faute de "coussin", la quantité d'énergie négociée a été relativement faible, voire dérisoire par rapport à ce qu'elle aurait pu être et ce qu'elle était dans un passé récent.

L'absence de cette marge de manœuvre a été ressentie aussi en 2004 puisque les sorties nettes de réservoirs n'ont été que de 1,5 TWh, soit, en termes quantitatifs, la pire performance d'HQ. C'est même moins que les obligations des contrats à long terme d'HQ. Dans son rapport annuel pour 2004, HQ écrit «Les ventes d'électricité hors Québec ont atteint 14.4 TWh pour un chiffre d'affaires de 1084 M\$...Les sorties nettes des

réservoirs...ont rapporté 384 M\$ pour 1.5 TWh...». À partir de ce rapport et de la situation énergétique qui a prévalu tout au long de l'année 2004, nous établissons trois constats :



- On peut déduire que le prix moyen de l'électricité exportée a été de 7.53 ¢/kWh contre 8.83 ¢/kWh en 2003. Or, c'est connu, à l'automne 2004, HQ était encore un importateur net d'électricité avec un supposé déficit dans sa balance de 1.2 TWh. Il se trouve que HQ a acheté massivement sur les marchés limitrophes non seulement pour se donner les moyens de choisir le moment propice pour exporter à un prix nettement plus élevé plus tard, mais aussi pour laisser l'eau s'accumuler reconstituer ses réserves. Ce n'est qu'après l'apport providentiel de pluie dans les réservoirs d'HQ durant l'été 2004 que HQ s'est remis à exporter plus qu'à importer. Faute de marge de manœuvre, il n'est pas exclu que HQ n'ait pas choisi les créneaux horaires optimisés qui correspondent aux plus bas tarifs pour l'ensemble de ses importations.
- On peut être d'accord, pour la forme, avec HQ qui affirme que les sorties nettes des réservoirs ont généré une contribution de 25 ¢/kWh contre 15 ¢/kWh en 2003. Sauf que l'explication ne vient pas du tout de l'explosion des prix à l'exportation mais de la réduction drastique des exportations nettes. En effet, en 2004, les sorties nettes des réservoirs n'ont représenté que 10.4 % de l'électricité exportée, contre plus de 41 % en 2003 et près de 80 % en 2002!!! Cela se passe de commentaire quand à la nécessité absolue d'accorder à HQ une marge de manoeuvre qui lui permette d'optimiser ses gains.
- Ces dernières années, ce qui caractérise particulièrement les activités commerciales outre frontière d'HQ, c'est que HQP participe activement aux marchés de courtage de l'énergie dans le nord-est du continent. Cette activité de courtage va de l'achat d'électricité à des fins de revente et inclut des transactions d'arbitrage de prix à l'intérieur des marchés. La division optimise ainsi son activité de courtage de manière continue, ce qui lui permet la valorisation de l'hydroélectricité. À titre d'illustration, comme le montre les données du tableau 2, les activités de courtage d'HQP sont devenues si importantes qu'en 2003, elles lui ont permis de doubler le prix du kWh

sorti des réservoirs pour les marchés extérieurs, alors qu'en 2004, il a plus que triplé !!!

Tab.2

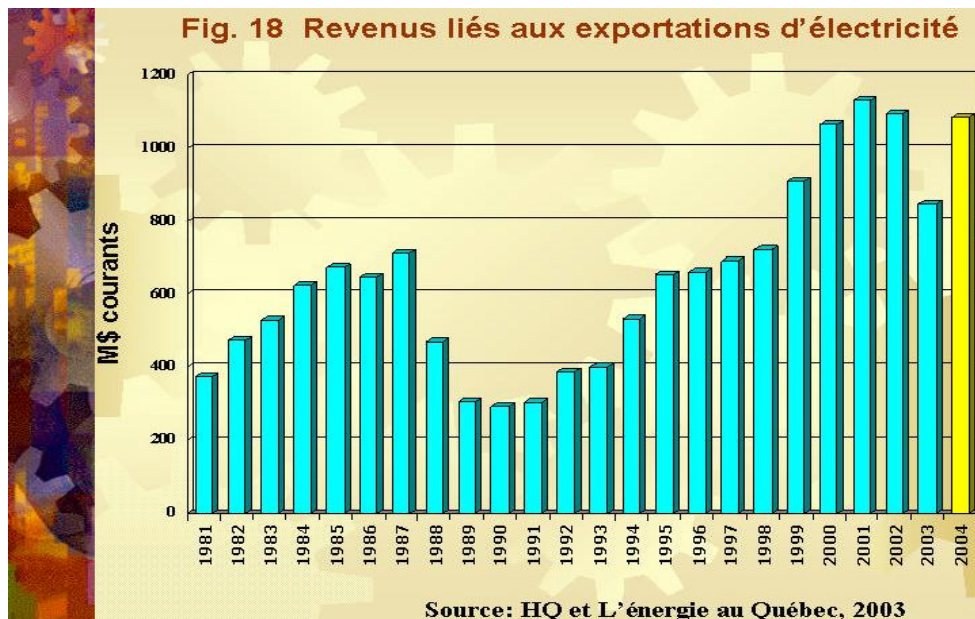
Source: HQ

Année	2001	2002	2003	2004*
Importations (TWh)	4.9	3.26	5.66	12.9
Coût (M\$)	285	122	253	?
Coût du kWh (¢/kWh)	5.82	3.74	4.47	?
Exportations (TWh)	15.5	15.9	9.61	14.4
Coût (M\$)	1132	1094	849	1084
Coût du kWh (¢/kWh)	7.30	6.88	8.83	7.53
Sortie nette des réservoirs (TWh)	10.6	12.64	3.96	1.5
Coût (M\$)	847	972	596	384
Coût du kWh (¢/kWh)	8.00	7.69	15.07	25.6

* Les données ont été extraites du rapport annuel 2004 d'HQ

En bout de ligne, même si ces dernières années les exportations nettes (fig. 16) ne représentent qu'une part restreinte de l'électricité d'HQ, elles n'en constituent pas moins une part appréciable de ses bénéfices (fig 18) . Ceci est attribuable à l'ouverture à la concurrence des marchés de gros dans le nord-est américain, ce qui a induit une substantielle augmentation des prix, d'une part et favorisé l'hydroélectricité d'HQ, d'autre part (fig. 18).

Au nom de quelle logique allons-nous nous priver de ce juteux marché ? De plus, la qualité de l'environnement dans le nord-est de l'Amérique ne serait qu'améliorée car plus d'hydroélectricité transignée signifierait un moindre recours à des sources particulièrement polluantes, comme le charbon et le mazout.



Or, dans les 3 à 4 années à venir, HQ sera très serrée en énergie, ce qui va limiter considérablement le niveau des sorties nettes des réservoirs pour exportation, sauf si Dame Nature se mêle, une nouvelle fois, favorablement de la partie sur plusieurs années. L'achat et la revente d'énergie seront optimisés de manière à assurer la plus forte contribution possible au bénéfice d'exploitation de l'entreprise. Ce n'est que vers 2009 que HQ pourrait retrouver de nouveau une marge de manœuvre qui lui permettrait d'exporter des quantités appréciables d'électricité.

II.4. Projets hydroélectriques d'HQ

Le potentiel hydroélectrique théorique de base qui reste encore à développer au Québec est estimé à environ 45 000 MW. Sur ce potentiel théorique, de nos jours, on parle de plus en plus de 20 000 MW techniquement et économiquement exploitables.

Un regard exhaustif sur les projets de HQ montre que les sites les plus rentables sont en cours d'exploitation car les projets qui restent à développer coûtent plus chers. La seule exception notable est le projet de Eastmain-1-A dérivation Rupert dont la rentabilité attendue est particulièrement élevée. De plus, la dérivation de la rivière Rupert fera que son eau transitera par six centrales /Eastmain 1 et 1A, La Grande 1 et 2, Robert Bourassa, Sarcelles/, ce qui veut dire aussi que le coût de production à la Baie-James va encore baisser car "la même eau serait turbinée six fois" (dixit: la porte-parole de HQ). Or, dans l'étude d'impact sur l'environnement pour faire approuver son projet Eastmain-1-A dérivation Rupert, Hydro-Québec reconnaît que pour 2004 et pour les centrales La Grande 1 et 2 et Robert Bourassa (soit le quart de la production québécoise), le coût actuel de production de l'électricité est de 1.39 ¢/kWh!!! Et, même si le coût dans ces trois centrales ne reflète pas fidèlement le coût moyen de l'ensemble des centrales d'Hydro-Québec, il n'en demeure pas moins qu'il se situe aux alentours de 2 ¢/kWh (dixit: la porte-parole de HQ). Dans ce cas-là aussi, il y a vraiment de quoi pavoiser. Tout en respectant la procédure usuelle d'étude d'impact, Il y a lieu de veiller à ce que ce projet n'accuse pas des retards injustifiés dans sa mise en service.

Fig. 3 Projets d'Hydro-Québec

Projet	Puissance (MW)	Énergie (TWh)	Coût appréhendé (¢/kWh)	Année mise en service
Toulnoustouc	526	2.7	3.6	2005
Mercier	51	0.3	4.6	2006
Eastmain-1	480	2.7	6.7	2007
Péribonka	385	2.2	5.5	2008
Rapide-des-Cœurs Chute Allard	138	0.9	7.5	2008
Eastmain-1-A Dérivation Rupert	770	7.7	3.4	2010
La Romaine	1500	7.5	> 8	> 2012

Nonobstant ce cas exceptionnel, les autres projets d'Hydro-Québec présentent aussi un intérêt économique avéré. Ils doivent être promptement menés à terme. Bien plus, présentement que la stabilisation du prix de l'électricité à des cours élevés sur les marchés limitrophes fait partie de la nouvelle réalité, Hydro-Québec devrait aller de l'avant avec de nouveaux projets. Quand on jouit d'un potentiel énergétique exceptionnel au cœur du plus grand marché mondial, Il est impératif de le faire fructifier.

III. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Dans son dernier avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques, la Régie de l'énergie a mis en évidence que le Québec ne dispose presque plus de marge de manœuvre car la province n'a plus aucun surplus énergétique.

Par ailleurs, au cours de ces dernières années, l'électricité a connu une augmentation substantielle et structurelle des prix dans l'ensemble des marchés limitrophes du Québec. En effet, à l'échelle mondiale, le prix de revient du kWh d'électricité est tributaire du prix du gaz. Il se trouve que le prix de ce gaz est, et va demeurer, élevé. À notre avis, on ne peut plus se permettre de rêver d'un prix du gaz de 2 US\$/mp³ tel qu'il était en 1999. Cela fait désormais partie de cours du...siècle passé. Le cours actuel de 7 US\$/mp³ n'est pas susceptible de subir une chute importante; du moins, on le voit très mal au-dessous de 6 US\$/mp³. Il va donc falloir admettre que les cours de l'électricité de 8 à 10 ¢/kWh sur les marchés limitrophes du Québec sont plus que plausibles et ne risquent pas de s'effondrer du jour au lendemain.

Ces deux faits majeurs doivent être pris en considération dans la nouvelle politique énergétique du Québec qui doit non seulement garantir l'accès à l'énergie à prix concurrentiel mais aussi refléter la place de l'énergie comme source de richesse nationale. En effet, notre prospérité dépendra pour beaucoup de notre aptitude à tirer le maximum de nos ressources énergétiques. Quand on jouit d'un potentiel énergétique exceptionnel au cœur du plus grand marché mondial, il est impératif de le faire fructifier.

Aujourd'hui, on dispose de quelques bribes d'informations sur les contrats secrets entre le gouvernement du Québec et les multinationales de l'industrie de la fonte et affinage (Alcoa, Alcan), où on constate que malgré un prix d'électricité qu'on nous disait indexé sur les cours mondiaux d'aluminium, ces contrats à long terme ne sont plus forcément à l'avantage du Québec, et encore moins de celui d'Hydro-Québec. Nous estimons à 6 ¢/kWh les retombées économiques des activités de l'industrie de la fonte et affinage. On est loin du compte car, la même énergie aurait pu procurer des revenus autrement plus substantiels sur les juteux marchés de l'électricité du nord-est américain.

Dans la perspective d'une éventuelle reconduction des contrats à terme, un bilan global et impartial des "apports" de ces multinationales à l'économie québécoise doit être préalablement établi. On ne peut garantir l'approvisionnement énergétique à un prix concurrentiel et prévisible à ces industries énergivores que si la démonstration économique est faite que cela va dans le sens de l'intérêt économique de la Belle Province.

Par ailleurs, l'hydroélectricité permet d'emmagasiner de l'énergie sous forme de réserves d'eau en période de faible demande et de la revendre en période de pointe et tirer ainsi profit des variations horaires et saisonnières du prix de l'électricité sur les marchés extérieurs, ce qui revient à exploiter au maximum la complémentarité énergétique avec nos voisins et ajouter ainsi de la plus-value aux barrages hydroélectriques. Or, les activités de courtage d'HQP sont devenues si importantes qu'elles sont devenues l'une des principales sources de profit. Il est de l'intérêt du Québec d'octroyer à HQP une marge de manœuvre qui lui permettrait d'optimiser ses bénéfices.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M.Benhaddadi, G.Olivier : Kyoto, Canada, Québec et ... Suroît. Mémoire déposé à la Régie de l'énergie lors des audiences sur l'avis sur la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît, Montréal, 2004.
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/MemoiresParticip3526/Memoire_Mbenhaddadi-GOlivier_23avr04.pdf/
- [2] M.Benhaddadi, G.Olivier : Mémoire déposé à la Commission de l'économie et du travail dans le cadre de la consultation générale sur le document : Le secteur énergétique au Québec – Contextes, enjeux et questionnements, Québec, 2005.
<http://www.bibliotheque.assnat.qc.ca/01/mono/2005/03/804973.pdf/>
- [3] M.Benhaddadi, G.Olivier : Including Kyoto in electrical engineering curriculum. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, CCECE 2004, Niagara Falls, 2004
- [4] M.Benhaddadi, G.Olivier : L'énergie dans le monde, au Canada et au Québec. Notes de cours de l'École Polytechnique de Montréal, 2003.
<http://www.cours.polymtl.ca/ele2400/>
- [5] M.Benhaddadi, G.Olivier, G.Roy : Politique énergétique et environnement : le dilemme québécois, 73^e Congrès de l'ACFAS, Chicoutimi, 2005.
- [6] Projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois par Hydro-Québec. Bape. Bureau d'audience public sur l'environnement, rapport 170, Montréal, janvier 2003.
<http://www.bape.gouv.qc.ca/01/sections/rapports/publications/bape170.pdf/>
- [7] Avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet de Suroît, Montréal, 2004. <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences3526-04/index3526.html/>
- [8] Ressources naturelles Canada. Statistiques sur les ressources naturelles.
<http://www.nrcan.gc.ca/statistiques/>
- [9] Natural gas. International energy outlook 2004. April 2004.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.htm>
- [10] World oil markets. International energy outlook 2004. April 2004.
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.htm>
- [11] Informations sur le Gaz naturel – CNUCED-
<http://r0.unctad.org/infocomm/francais/gaz/plan.htm>
- [12] Natural gas prices : overview of market factors and policy options. National Council for science and the environment.
<http://www.ncseonline.org/NLE/CRS/>
- [13] Natural gas exchange
<http://www.ngx.com/>
- [14] Natural gas intelligence
<http://intelligencepress.com/>
- [15] Le marché du gaz naturel au Canada. Dynamique et prix : mise à jour. ONE
- [16] Electricity quick stats.
<http://www.eia.doe.gov/neic/quickfacts/quickelectric.htm>