

CET - 79 M
C.G. - SECTEUR
ENERGETIQUE

Breton, Banville & Associés

Toutes nos solutions relèvent du génie

BBA BRETON
BANVILLE
& ASSOCIÉS



Breton, Banville & Associés s.e.n.c.

avec la collaboration de

Econotec

**RÉFLEXION SUR LA SÉCURITÉ EN APPROVISIONNEMENT
ET SUR L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC**

Consultation générale

« Le secteur énergétique au Québec – Contexte, enjeux et questionnements ».

**Mémoire déposé devant la
Commission de l'économie et du travail
Janvier 2005**



PRÉSENTATION DE BBA ET ÉCONOTEC

BBA

Breton, Banville & Associés s.e.n.c. (BBA) est une firme d'experts conseils qui compte plus de 220 employés et offre des services en énergie et environnement, ingénierie électrique, mécanique, civile et informatique depuis bientôt 25 ans.

Impliquée à différents niveaux (conception, courtage, audit, plan d'intégration, mise en route, etc.), BBA est devenue depuis plusieurs années un leader reconnu dans le domaine de l'énergie électrique.

La firme, active sur le marché canadien, nord-américain et international, dessert principalement :

- Les réseaux d'énergie électrique publics et privés
 - BC Hydro
 - Énergie Brascan
 - Hydro-Québec
- Les industries primaires et secondaires
 - Alouette
 - Alcan
 - Alcoa
 - Abitibi-Consolidated
 - Iron Ore Company of Canada
 - Ispat Sidbec
 - Noranda - CEZinc.
 - Petro-Canada
 - QIT – Fer et Titane
- Les firmes de construction (en électricité)
- Les firmes de génie conseil
- Les Agences gouvernementales

BBA est récipiendaire du « **Grand Prix Québécois de la Qualité 2002** » pour les entreprises de service ayant atteint de hauts standards de qualité dans l'ensemble de ses activités de génie conseil.

De plus, BBA s'est vu attribuer le prix « **Lumière 2001** » et le prix « **Énergia 1999** » pour le projet « *Siège social de Breton, Banville & Associés* ». Ce projet, entièrement conçu et réalisé par BBA, a été primé par Ressources naturelles Canada - Office de l'efficacité énergétique et le Gouvernement du Québec, afin de souligner les innovations, les performances et l'efficacité énergétique globale du bâtiment.

ECONOTEC

Fondée en 1976, Econotec est une firme québécoise de conseillers offrant ses services professionnels aux secteurs privé et public dans les domaines de la gestion et des études économiques. La société est totalement indépendante de tout groupe d'intérêt privé ou public, soit-il financier, de conseil ou manufacturier.

Les mandats confiés à Econotec incluent :

- la planification stratégique;
- l'évaluation économique et financière des investissements;
- les études sectorielles et régionales;
- l'évaluation de programmes/projets et institutionnelle;
- les études macroéconomiques et la planification du développement;
- la conception et la gestion de programmes et projets d'aide.

Les études de planification, les analyses économiques et financières et les interventions de conseil en organisation et gestion reliées à la production, au transport, à la distribution et aux utilisations de l'énergie constituent un des domaines principaux de l'activité d'Econotec.

La firme est active sur les marchés canadien et international. Ses clients principaux incluent :

- Des institutions de financement internationales, telles que l'ACDI, la Banque Mondiale, l'UNICEF, le PNUD;
- Des firmes de génie-conseil : Breton, Banville et Associés, Dessau-Soprin, SNC-Lavalin;
- Des ministères et agences des gouvernements fédéral et provincial : ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, BFDRQ, Ministère de l'Industrie, du Commerce, de la Science et de la Technologie du Québec, Corporation urbaine de l'Outaouais, etc.;
- Des sociétés publiques ou privées : Hydro Québec, SADC de l'Amiante, Corporation Lithos, etc.
- Des organismes de développement autochtone : Grand Conseil des Cris, Corporation Niskamoon, Cree Mineral Exploration Board, Administration régionale crie.

SOMMAIRE

BBA, témoin de l'évolution du secteur énergétique depuis près de vingt-cinq ans, a tenu à participer activement à un débat qu'elle juge charnière dans le développement économique du Québec.

BBA, avec la collaboration d'Econotec, présente dans ce mémoire un ensemble d'éléments et de faits qui, nous l'espérons, apporteront un éclairage complémentaire sur les enjeux du secteur énergétique au Québec.

Deux thèmes principaux sont abordés:

1. Réflexion sur la définition d'un plan stratégique d'une sécurité énergétique ainsi qu'une approche sur la constitution des blocs d'énergie correspondants

Dans ce mémoire, les auteurs élaborent la notion de charge « normale », soit celle correspondant aux besoins énergétiques planifiés et distingue cette dernière des besoins associés aux aléas climatiques et hydriques.

Ils abordent la valeur économique de l'électricité vendue sur les marchés de pointe ainsi que la valeur moyenne des marchés extérieurs limitrophes.

Les auteurs concluent que le Québec doit disposer d'une politique de gestion pour contrer les aléas au niveau de la disponibilité de la source et la variabilité de la charge.

Ils propose de gérer indépendamment de la demande normale, les déficits de production dus aux aléas et ce, à l'aide de trois moyens distincts : une réserve hydraulique québécoise dédiée, des achats d'électricité des réseaux extérieurs et l'effacement de charge chez la clientèle grande consommatrice.

L'ampleur de chacun des moyens proposés devra faire l'objet d'un plan d'affaires qui optimise les coûts globaux de gestion des aléas en tenant compte des probabilités d'occurrence et de la valeur des marchés.

2. Réflexion sur l'évolution du marché du kWh et le développement économique

Les auteurs établissent dans un premier temps une évaluation des prix pratiqués par les différentes divisions d'Hydro-Québec et ce, dans le but de les comparer à la tarification présentement en vigueur ainsi qu'à la valeur marchande du kWh sur les réseaux extérieurs limitrophes.

Ils détaillent le prix de vente du kWh au niveau de la production, du transport, de la distribution. Ils démontrent qu'il y a présentement équilibre entre le prix moyen de vente et la tarification pour la grande entreprise (tarif L) et le secteur résidentiel (tarif D).

Ils recommandent une modification de la structure tarifaire d'Hydro-Québec afin d'harmoniser structure administrative et tarifs. Cette façon de faire permettra de renforcer l'imputabilité des prix associés à chacune des activités. De plus, une tarification par secteur d'activité d'Hydro-Québec ouvrira la voie pour de nouveaux types de facturation du transport, dont le type nodal.

Les auteurs démontrent que les retombées économiques d'un kWh vendu aux alumineries sont nettement supérieures à celles d'un kWh vendu sur les marchés extérieurs. Ils démontrent également qu'il n'est pas économiquement intéressant d'investir sur la mise en oeuvre de nouveaux ouvrages pour vendre massivement sur les marchés extérieurs.

Les auteurs recommandent toutefois de renforcer les activités de courtage d'énergie telles que déjà pratiquées par Hydro-Québec.

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE BBA ET ÉCONOTEC.....	I
SOMMAIRE	III
1. SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT.....	1
1.1 Réflexion sur la définition d'un plan de sécurité énergétique	1
1.1.1 Profil futur de l'offre et de la demande électrique.....	1
1.1.2 La satisfaction de la demande en temps normal.....	5
1.1.3 Les aléas de l'offre et de la demande.....	6
1.2 Une approche pour la constitution d'un plan de réserve	9
1.2.1 Comment assurer la sécurité des approvisionnements?.....	9
1.2.2 Des solutions alternatives.....	12
1.2.3 Filière à privilégier pour la réserve : thermique ou hydraulique?	15
1.2.4 Le réservoir de Manic 5, site favorable pour la création d'une réserve	16
1.2.5 Modalités de gestion de la réserve	17
1.2.6 Conclusion	18
2. RÉFLEXION SUR L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU KWH ET LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE	20
2.1 Le kWh, une commodité.....	20
2.2 Globalisation du marché du kWh.....	20
2.3 Le Québec face à ces transformations	21
2.4 La pensée collective des Québécois a-t-elle suivi ces transformations ?.....	22
2.5 Ventilation du prix de détail du kWh entre les divisions d'HQ	23
2.6 Comparaison entre les coûts unitaires et la tarification en vigueur	25
2.7 Juste valeur économique du kWh.....	29
2.8 Qu'en est-il de la valeur marchande du kWh?	32
2.9 Les opportunités outre frontières	33
2.10 Le courtage d'énergie.....	41
2.11 L'opportunité de marchés à l'intérieur de nos frontières	44
2.12 Les contrats à partage de risque	47

FIGURES

Figure 1 :	Profil de la demande en électricité au Québec et évolution possible du parc de production (horizon 10 ans).....	2
Figure 2 :	Option de planification des investissements à risque élevé	3
Figure 3 :	Planification à risque plus faible	4
Figure 4 :	Écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 par rapport à la moyenne (TWh).....	8
Figure 5 :	Aléas climatiques et réduction des apports hydriques	9
Figure 6 :	Évolution du prix de l'électricité sur le marché de l'Ontario (journée typique de janvier 2005)	10
Figure 7 :	Type de scénario possible de satisfaction du déficit	14
Figure 8 :	Flux monétaire et énergétique entre les différentes divisions constituant d'Hydro-Québec - Année de référence 2003.....	24
Figure 9 :	Comparaison entre les prix unitaires moyens de fourniture du kWh et la tarification en vigueur 2004.....	27
Figure 10 :	Évolution du prix et de la demande sur une semaine	33
Figure 11 :	Comparaison entre le prix unitaire moyen et la valeur marchande sur les marchés extérieurs - Production à partir du volume patrimonial.....	36
Figure 12 :	Comparaison entre le prix unitaire moyen Hydro-Québec et la valeur marchande sur les marchés extérieurs - Nouvelles unités de production	39
Figure 13 :	Demande et prix de détail classé en fonction du pourcentage d'occurrence.....	42

TABLEAUX

Tableau 1 :	Fréquence estimée de la capacité excédentaire nécessaire.....	13
Tableau 2 :	Données financières extraites du rapport annuel d'Hydro-Québec.....	31
Tableau 3 :	Prix de détail du kWh chez les marchés extérieurs (prix de gros).....	35

1. SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Comme l'indiquent les thèmes retenus pour cette Commission, la sécurité énergétique présente et future du Québec est au cœur des débats auxquels elle donnera lieu. Compte tenu de la structure de la demande énergétique, des moyens de production énergétique dont dispose le Québec et des caractéristiques des marchés hors frontières, la sécurité des approvisionnements en énergie électrique constitue un des enjeux-clés auxquels les auteurs de la future stratégie énergétique seront confrontés. C'est d'ailleurs également un thème qui a été l'objet d'un débat animé sur la place publique, à l'occasion notamment des consultations qui ont eu lieu au moment où le projet Suroît a été proposé comme mesure immédiate pour combler à court terme un éventuel déficit de la fourniture électrique.

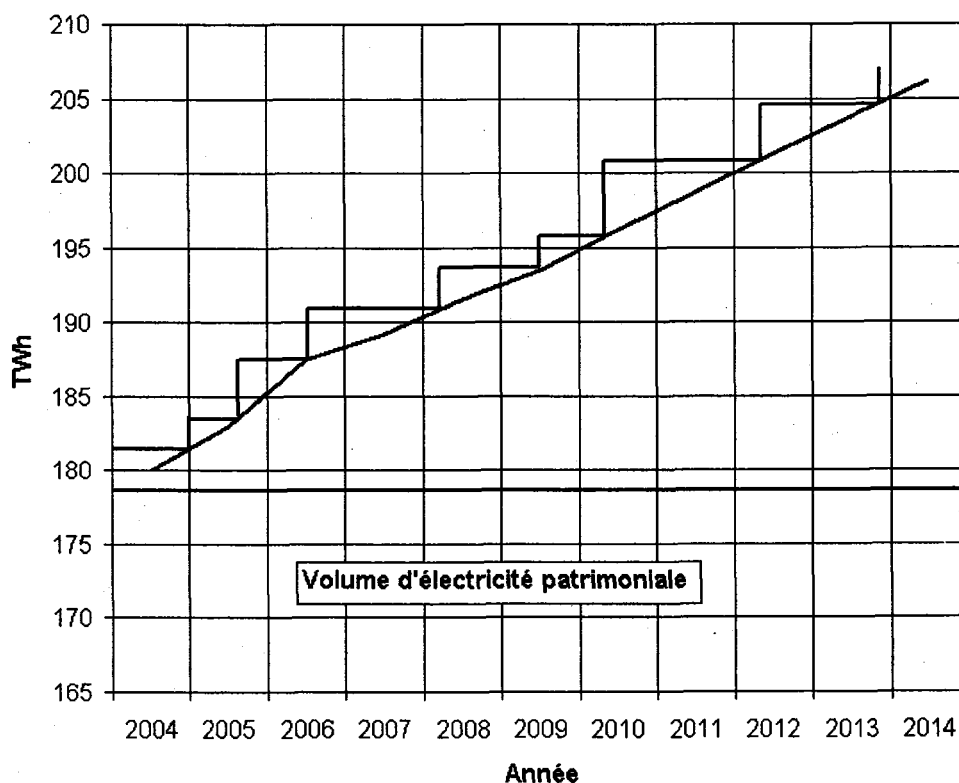
1.1 Réflexion sur la définition d'un plan de sécurité énergétique

1.1.1 Profil futur de l'offre et de la demande électrique

La figure 1 indique l'allure générale de l'évolution de la demande en énergie électrique du Québec au cours des dix prochaines années, ainsi que la courbe en escalier montrant les additions au parc de production qui permettent de satisfaire la demande. La courbe de demande correspond en gros aux prévisions actuelles (scénario moyen du Distributeur illustré dans l'avis de la Régie de l'énergie du Québec¹), la courbe en escalier est entièrement hypothétique et sert seulement à illustrer les remarques qui vont suivre. Dans la réalité, cette courbe représente le placement dans le temps de l'entrée en production des centrales successivement mises en place. L'ordre dans lequel ces moyens sont réalisés et entrent en production est basé généralement sur le coût prévisionnel du kWh produit par chaque nouvelle centrale, le principe retenu étant que la prochaine unité de production à développer soit toujours celle qui produit le kWh le moins cher, en tenant compte à la fois du coût d'investissement et du coût d'exploitation.

¹ Régie de l'énergie du Québec, Avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît (A-2004-01), juin 2004

Figure 1 : Profil de la demande en électricité au Québec et évolution possible du parc de production (horizon 10 ans)

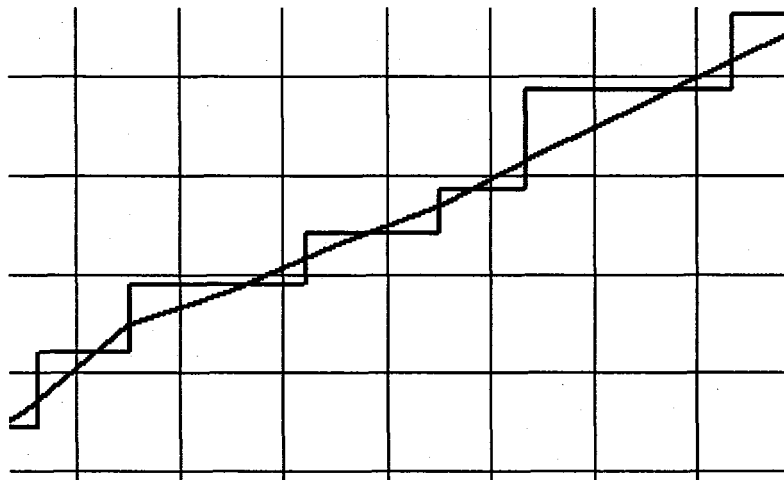


Quand il s'agit de planifier et de mettre en place les moyens de production d'énergie électrique d'un pays de façon à satisfaire la demande prévue, le planificateur peut adopter plusieurs approches :

- Une approche qui consiste à planifier les nouvelles sources d'approvisionnement, de telle sorte que leur entrée en production se fasse au moment où la courbe prévisionnelle de demande rejoint la courbe qui représente l'offre. C'est l'approche schématisée à la figure 1. Elle comporte un certain niveau de risque, dans la mesure où la demande réelle peut dépasser les prévisions, ou bien les approvisionnements peuvent être plus bas que prévus. Ces aléas sont examinés plus loin.

- Une approche à risque encore plus élevé, qui consiste à prévoir un échéancier de réalisation des entrées en production des nouvelles centrales, décalé dans le temps par rapport au scénario illustré à la figure 1. Le principe de cette approche est indiqué à la figure 2.

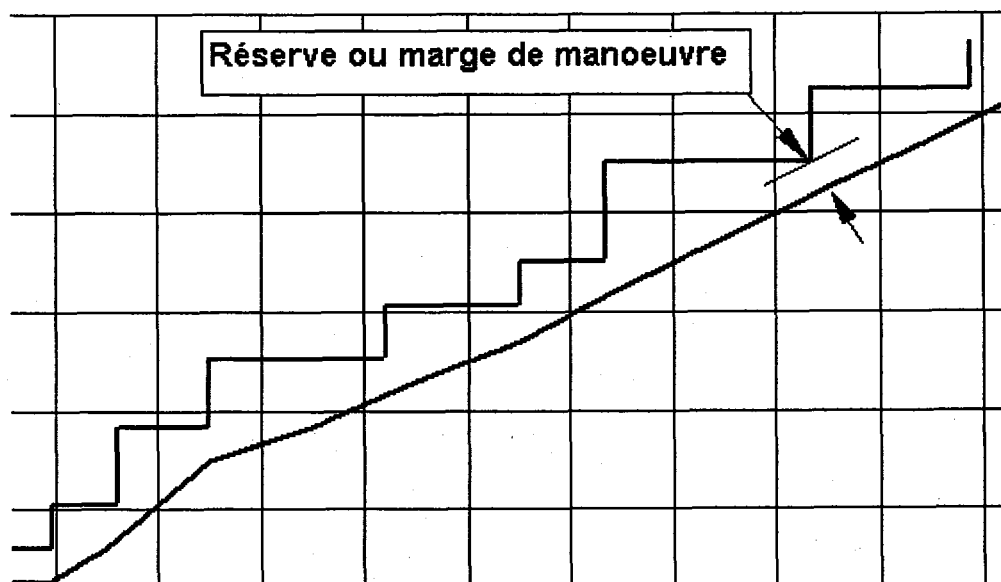
Figure 2 : Option de planification des investissements à risque élevé



Dans ce cas, on réalise une économie en retardant les investissements. Par contre, on prévoit délibérément des déficits avant l'entrée en production de chaque nouvelle centrale, que l'on peut penser combler grâce à l'importation, si l'on dispose des interconnexions requises avec ses voisins et si on prévoit que ceux-ci disposent des excédents de production nécessaires. On note aussi, dans ce cas comme dans le précédent, qu'on aura probablement des excédents d'énergie exportables chaque fois qu'une nouvelle centrale entrera en production.

- Une approche plus sécuritaire, selon laquelle les investissements de production sont planifiés de façon à ce qu'il subsiste toujours une réserve ou marge de manœuvre, illustrée à la figure 3 :

Figure 3 : Planification à risque plus faible



Selon ce scénario, on dispose de quantités plus importantes d'énergie à exporter, si toutefois des marchés intéressants existent et si les interconnexions le permettent.

Toutefois, la notion de réserve ou marge de manoeuvre impose certaines contraintes quant à son utilisation, dans le sens que, par définition, on doit pouvoir compter sur elle en tout temps. **Cette notion introduit l'idée qu'il est peut-être souhaitable de faire une distinction entre la planification et la gestion des moyens de production servant à satisfaire la demande en temps normal, et la planification et la gestion de ceux qui serviront à assurer la réserve.**

1.1.2 La satisfaction de la demande en temps normal

La possibilité évoquée ici serait que l'on distingue entre le développement des moyens de production servant à satisfaire la demande « en temps normal », et ceux qui constitueront la réserve. En temps normal correspond ici aux conditions du meilleur scénario prévisionnel d'évolution de la demande, aux conditions moyennes de pluviométrie, qui régissent les apports en eau dans les barrages et aux conditions moyennes de températures hivernales, qui affectent la pointe annuelle que le producteur doit satisfaire. On reviendra ultérieurement sur ces facteurs et l'ampleur des variations qui les affectent, variations auxquelles la réserve sera justement destinée à faire face. La planification des moyens de production pour satisfaire cette demande, que l'on peut qualifier donc de moyenne ou normale, se ferait comme elle se fait aujourd'hui, c'est-à-dire en développant et en mettant régulièrement à jour un plan d'expansion, la prochaine centrale étant toujours planifiée sur un horizon de moyen terme (6 à 8 ans), compte tenu des délais de réalisation, sur la base de critères techniques et économiques. Il s'agit donc de la séquence des investissements actuellement prévue, c'est à dire les centrales de Grand-Mère, Ste-Marguerite, Toulnostouk, Mercier, co-génération de Bécancour, Éolien 1^{re} tranche, etc., la date d'entrée en production de chaque centrale étant ajustée, au fur et à mesure qu'on avance dans le temps, en fonction de l'évolution réelle de la demande, mais aussi en tenant compte des possibilités d'importation et d'exportation. En effet, il faut bien voir que le marché de l'électricité a connu une évolution qui affecte profondément les modalités de planification et de gestion des moyens de production. Au Québec, comme dans beaucoup de pays, ce marché a été à l'origine local, puis ensuite régional, pour devenir national. Plus le marché était géographiquement restreint, plus il fallait s'assurer de disposer localement des moyens permettant de satisfaire 100 % et plus de la demande, sous peine de ne pouvoir satisfaire la demande des clients au moment où ils ont le plus besoin d'électricité, c'est-à-dire, au Québec, durant la pointe hivernale. Aujourd'hui, le système électrique québécois se trouve dans un marché continental. Ce marché est riche en occasions d'affaires, à l'achat comme à la vente selon les circonstances, dont il convient de profiter. **Ce qui suggère que la planification et l'échéancier de réalisation de chaque nouvelle centrale doivent être établis au coup par coup, sur la base d'un raisonnement technique,**

économique et financier qui tienne compte, entre autres, de l'évolution prévisible du marché continental de l'électricité à moyen terme, c'est-à-dire sur la période nécessaire à la réalisation de l'investissement. La prise en compte de ce marché devrait conduire à un plan d'expansion qui pourrait s'accommoder de déficits occasionnels dans le cas où existent des possibilités d'importations à un prix intéressant, hors pointe et stockables dans les barrages, le décalage de l'investissement dans le temps donnant lieu à une économie nette. Ou au contraire, il peut être intéressant de réaliser l'investissement plus rapidement, si on prévoit que des exportations peuvent être réalisées à un prix attrayant. Toutefois, ce deuxième scénario paraît moins probable à l'heure actuelle, compte tenu du fait que le coût du kWh produit par les nouvelles centrales prévues est supérieur au prix actuel du marché, c'est-à-dire le prix du kWh produit par une centrale au gaz efficace.

Passant maintenant à la réserve, comment devrait-elle être constituée et comment devrait-elle être gérée? Mais il faut, avant d'aborder ces questions, voir l'importance de la réserve qu'il serait judicieux de constituer, ce qui dépend de la nature et de l'ampleur des aléas auxquels elle doit permettre de faire face.

1.1.3 Les aléas de l'offre et de la demande

La planification est basée sur une prévision de la demande qui comporte une certaine marge d'erreur. La demande réelle future dépend du rythme de la croissance économique, de projets industriels imprévus, du résultat obtenu par des programmes d'économie d'énergie, etc. Un des aléas qui affecte le plus la demande au Québec est l'aléa climatique : compte tenu du fait que le chauffage des espaces représente une portion significative de la demande totale, la consommation entre une année à hiver froid et une année à hiver modéré peut varier de $\pm 4 \text{ Twh}^2$. À noter que cet aléa est complètement imprévisible à très court terme, alors que les autres peuvent être soit gérés au niveau des instances gouvernementales (cas des projets imprévus) soit prévisibles à court et moyen terme et pris en compte dans les mises à jour régulières de la planification, effectuées par le Producteur.

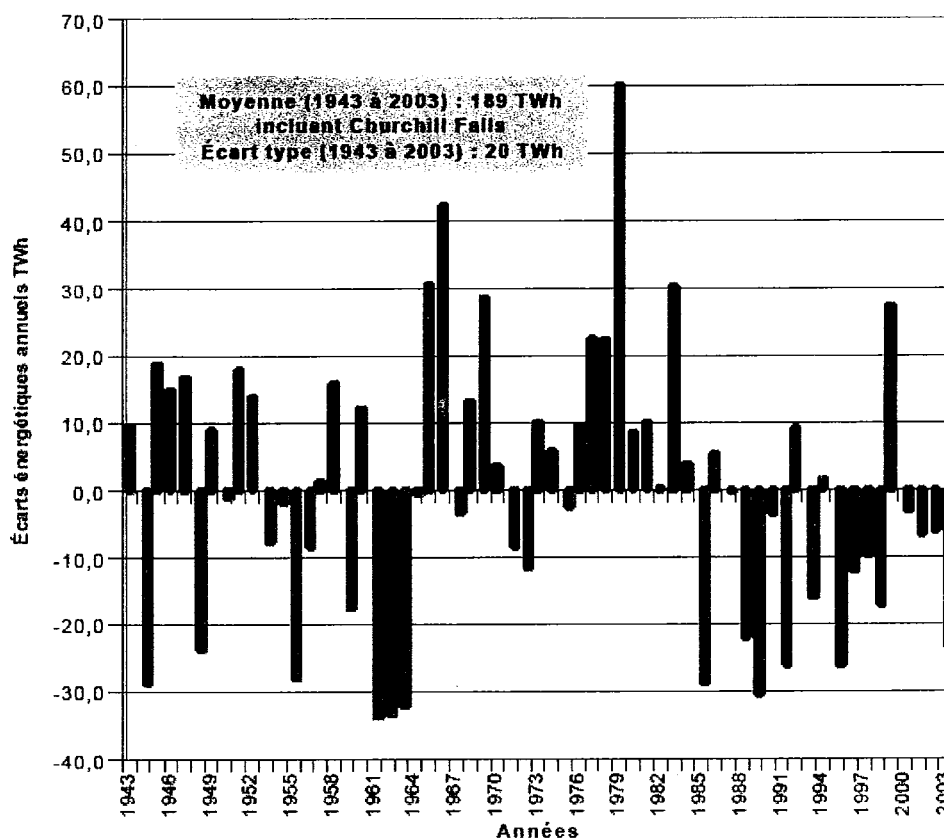
² Le chiffre de 5 TWh est également cité comme étant équivalent à l'écart type estimé des variations en besoins annuels d'énergie dues au climat.

Pour ce qui est de l'offre, les variations dans les apports hydriques constituent un aléa considérable, compte tenu du fait que 96,7 % de la production électrique du Québec est hydroélectrique³. La figure 4, tirée d'un document récent publié par la Régie de l'énergie⁴, montre les variations des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 par rapport à la moyenne de 189 TWh. Il s'agit bien entendu des productions d'énergie que l'on aurait obtenu durant cette période en fonction des apports hydriques observés, si les centrales dont on dispose actuellement existaient depuis 1943.

³ Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, Le secteur énergétique au Québec, contexte, enjeux et questionnements, 2004, p. 66

⁴ Régie de l'énergie du Québec, op. cit., p.74

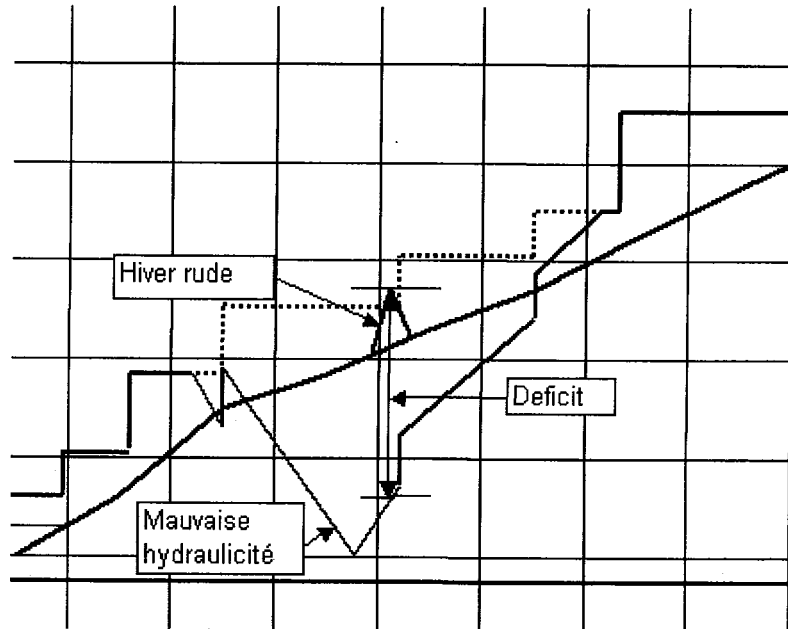
Figure 4 : Écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 par rapport à la moyenne (TWh)



L'analyse statistique de ces données montre que l'écart type de ces variations est de 20 TWh, tel qu'indiqué sur la figure.

Ces deux aléas défavorables, soit un hiver rude et une mauvaise hydraulité, peuvent coïncider, comme l'indique la figure 5. Dans le pire des cas, ils peuvent entraîner une variation défavorable totale de 24 TWh. Cette variation peut être compensée en mettant en œuvre un ou plusieurs des moyens suivants : utiliser une réserve éventuelle, importer l'énergie manquante, ou agir sur la demande.

Figure 5 : Aléas climatiques et réduction des apports hydriques



1.2 Une approche pour la constitution d'un plan de réserve

1.2.1 Comment assurer la sécurité des approvisionnements?

La première réponse à cette question qui vient à l'esprit, à la vue des faits exposés plus hauts, serait de planifier et mettre en place des sources d'approvisionnement qui permettraient, à relativement court terme, d'assurer une réserve, ou marge de manœuvre, de 24 TWh, au delà de la demande moyenne prévue. C'est évidemment une option à risque minimum, puisque les données historiques montrent que le Québec serait alors en mesure de faire face à la plupart des situations défavorables en matière d'apports hydriques et de variations climatiques⁵. Par contre, durant les bonnes années, on disposerait d'importants excédents énergétiques qu'il faudrait exporter faute de quoi,

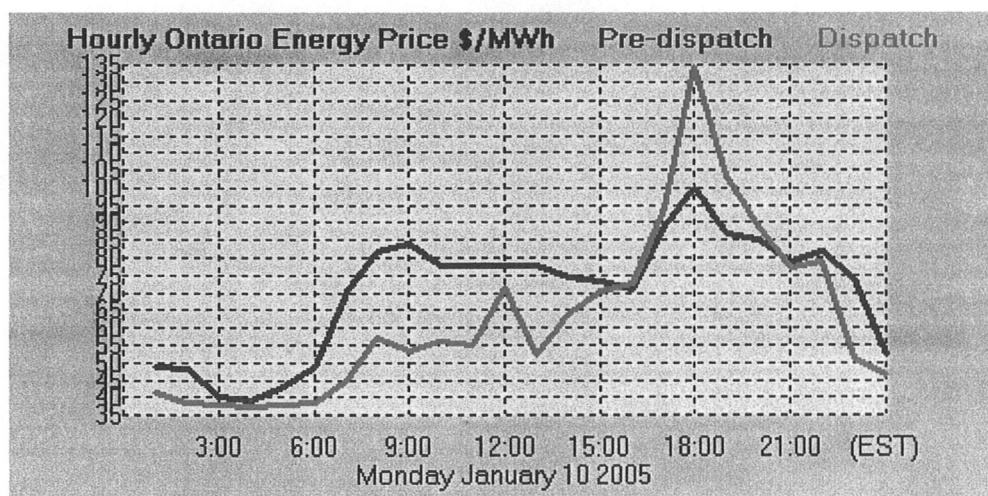
⁵ Mais pas toutes, comme le montre la figure 4. La situation la pire est créée par des déficits annuels forts et consécutifs (comme par exemple de 1961 à 1963), empêchant la reconstitution des réserves d'eau dans les barrages.

on serait tenu de faire déverser les barrages. La question se pose donc à savoir dans quelles conditions le Québec serait en mesure d'exporter une quantité aussi importante d'énergie.

D'abord, il faut noter que le fait que cette énergie disponible constitue une réserve exclut qu'elle soit l'objet de contrats d'exportation à long terme. Elle devra donc obligatoirement être vendue sur le marché spot. La question qui se pose alors est celle de la taille de ce marché et du prix qu'il serait possible d'obtenir.

Pour que le prix obtenu à l'exportation soit intéressant, il faut placer l'énergie en pointe. En prenant par exemple l'évolution du prix de l'énergie sur le marché de l'Ontario durant une journée typique de janvier (Figure 6), on voit que c'est seulement durant une partie de la journée que le prix du kWh dépasse ce qu'on pourrait appeler le « prix du marché » en Amérique du Nord, c'est à dire le coût de production d'une centrale thermique efficace (soit un cycle combiné au gaz naturel), majoré du service de la dette et d'un rendement raisonnable sur l'avoir propre.

**Figure 6: Évolution du prix de l'électricité sur le marché de l'Ontario
(journée typique de janvier 2005)**



On voit que, durant cette journée d'hiver typique, le prix moyen entre 16h et 21h est supérieur à 80 \$/MWh⁶ (8,0 ¢/kWh) pour une pointe à 135 \$/MWh (13,5 ¢/kWh) à 18h, alors qu'il est inférieur à 75 \$/MWh (7,5 ¢/kWh) le reste de la journée. La période de pointe pendant laquelle le prix est potentiellement intéressant s'étend donc sur une plage d'environ 5 heures, soit 21 % du temps.

Or, pour réaliser des ventes d'exportation annuelles de 24 TWh de réserve non utilisée, ce qui pourrait se faire durant les années à hiver doux et à forte hydraulité, la réserve doit être constituée par une puissance installée de 13 050 MW, soit plus du tiers de la puissance installée actuelle. Également, l'exportation de telles quantités nécessiterait un renforcement des interconnexions avec l'Ontario, et également vers le sud (la capacité totale des interconnexions du Québec avec l'extérieur n'est présentement que de 6 925 MW⁷).

D'autre part, la disponibilité d'une quantité d'énergie aussi considérable sur le marché nord-américain aurait sûrement un effet dépresseur extrêmement fort sur les prix. Il faut rappeler que le marché du nord-est des États-Unis et de l'Ontario ne sera probablement pas en situation de déficit à moyen terme. L'Ontario a invité des propositions pour 2 500 MW de centrales au gaz naturel exploitées en mode « disponibilité ». Le total de la puissance proposée en réponse à cette invitation a été de 62 000 MW! Les états du nord-est des États-Unis s'équipent également en centrales thermiques au gaz efficaces pour remplacer les centrales existantes vétustes au fur et à mesure qu'elles atteignent l'âge de leur déclassement.

Il est donc peu probable que la constitution d'une réserve aussi importante puisse être rentabilisée par les exportations, compte tenu du fait que le coût marginal du kWh produit au Québec tend inexorablement vers le coût du marché, au fur et à mesure que s'effectue l'aménagement des sites hydroélectriques avantageux. Si le Québec disposait d'excédents tels qu'il serait forcé, certaines années, de faire des exportations massives

⁶ Il faut déduire d'un éventuel prix de vente à l'exportation le péage perçu pour la transmission, soit à l'heure actuelle un montant uniforme de 11 \$/MWh. Donc de l'énergie vendue à 80 \$/MWh donne un produit net de 69 \$/MWh (6,9 ¢/kWh).

⁷ Site internet de TE.

vers ses voisins à des prix plus bas que son coût marginal, le producteur pourrait être accusé par l'opinion publique de subventionner l'industrie ou les consommateurs de nos voisins!

Les obstacles qui s'opposent aux exportations massives d'électricité sont analysés de façon plus détaillée au chapitre 2 du présent mémoire.

1.2.2 Des solutions alternatives

Il est donc clair que l'option à risque nul ou très faible, correspondant à la création d'une réserve qui couvrirait les besoins internes du Québec la plupart du temps, n'est pas rentable sur le plan économique : elle demanderait des investissements trop importants qui ne seraient utilisés sur le marché québécois qu'une faible partie du temps; l'écoulement sur les marchés extérieurs de l'énergie excédentaire ne pourrait probablement pas se faire dans des conditions attrayantes et nécessiterait par surcroît des investissements importants pour augmenter la capacité des interconnexions.

Ces raisons poussent donc à envisager que l'excédent de capacité interne de production dédié à la réserve soit beaucoup plus faible, et que, durant les années de mauvaise hydraulité, l'on fasse appel à d'autres sources, dont l'importation. Pour évaluer l'intérêt économique et le risque associé à ce type de scénario, il convient d'examiner les probabilités qu'on peut associer à chaque type d'aléas.

Si on admet que l'écart type de la capacité excédentaire nécessaire pour satisfaire la demande québécoise dans une année donnée est de 20,4⁸, et que la distribution en soit normale, on obtient les probabilités montrées au tableau suivant.

⁸ Car $\sqrt{20^2 + 4^2} = 20,4$

Tableau 1 : Fréquence estimée de la capacité excédentaire nécessaire

Capacité excédentaire nécessaire :	Probabilité (%)	Fréquence approximative
Jusqu'à 10 TWh	18,8	1 année sur 5
Jusqu'à 15 TWh	26,9	1 année sur 4
Entre 15 et 24 TWh	11,1	1 année sur 9
Plus grande que 24 TWh	12,0	1 année sur 8

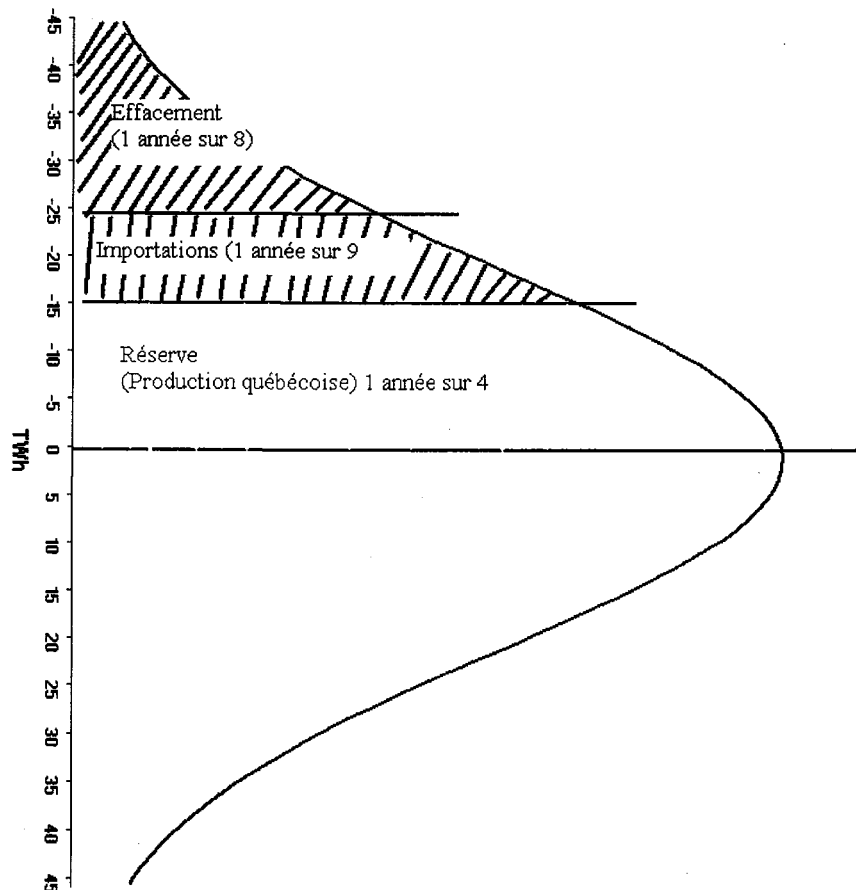
En fonction de ces chiffres, le type de scénario que l'on peut envisager serait basé sur les principes suivants :

- Mettre en place une capacité excédentaire de production permettant de faire face à la deuxième tranche de déficit indiquée au tableau, soit 15 TWh. Cette capacité permet de faire face aux variations défavorables de l'offre et de la demande susceptibles de se présenter une année sur quatre. Dans les années où la production est suffisante et où on n'a pas à rattraper un déficit au niveau des réservoirs, on peut alors mettre en marché l'énergie excédentaire sur les marchés extérieurs. Dans ce cas, on a une meilleure chance que dans le cas évoqué précédemment (où il était envisagé d'exporter 24 TWh) de trouver preneur à un prix égal ou supérieur au prix du marché de l'énergie en Amérique du Nord, que nous avons défini comme étant le prix du gaz transformé efficacement en électricité.
- Dans le cas où le déficit d'énergie se situe entre 15 et 24 TWh, ce qui peut arriver environ une année sur neuf selon les statistiques dont on dispose, on peut alors importer sans difficulté les 9 TWh supplémentaires, à un prix probablement inférieur ou égal au prix du marché tel que défini dans ces pages, puisque la présence des réservoirs permet d'importer cette énergie hors pointe.

- Dans le cas où le déficit dépasse ce deuxième seuil, fixé pour fin d'illustration à 24 TWh, on peut alors prendre au moins deux mesures, seules ou en combinaison :
 - soit importer des quantités supplémentaires d'énergie, si les conditions du marché permettent de le faire dans des conditions avantageuses (en périodes de prix faible du gaz par exemple);
 - soit agir au niveau de la demande, en faisant intervenir un mécanisme d'effacement de certaines charges pendant une période critique, par exemple durant les mois d'un hiver particulièrement rigoureux.

Ce scénario est illustré à la figure suivante

Figure 7 : Type de scénario possible de satisfaction du déficit



1.2.3 Filière à privilégier pour la réserve : thermique ou hydraulique?

Si on admet que le Québec devrait constituer une réserve de l'ordre de 15 TWh⁹, la question qui se pose est à savoir si la réserve devrait être constituée par des moyens thermiques ou hydrauliques, ou une combinaison des deux. Les avantages et inconvénients du thermique sont bien connus : ils ont été largement débattus au moment où la réalisation du projet Suroît était considérée. Au chapitre des avantages, on notera le faible coût d'investissement par kW installé, le délai de réalisation relativement court, la possibilité d'utiliser la centrale seulement quand on en a besoin, la flexibilité quant à l'emplacement des centrales, qui permet de les construire à proximité des centres de demande. Les inconvénients sont par contre majeurs, par comparaison à l'hydraulique : faible durée de vie de l'investissement (environ 20 ans, à comparer à 100 ans pour l'hydraulique), impacts sur l'environnement, faible niveau d'acceptation de la part de la population. Le coût élevé du kWh produit, qui rend difficile d'envisager des exportations à un prix rentable¹⁰; et aussi entraîne le risque que l'investissement soit « parasité » (stranded) la plupart du temps, c'est à dire inutilisé également pour satisfaire la demande nationale, sauf en cas de déficits qui imposent le recours à la réserve.

Les inconvénients principaux de la production hydraulique sont constitués par son coût élevé de capitalisation et les délais importants nécessaires à sa mise en place. Également, s'agissant des nouvelles centrales hydrauliques prévues, le coût de production du kWh se rapproche du coût que l'on obtiendrait avec une centrale efficace au gaz. Toutefois, le coût de production des grandes centrales déjà existantes est bas, stable et prévisible. Les centrales hydroélectriques se caractérisent aussi par un impact faible sur l'environnement et une grande souplesse d'exploitation, particulièrement les centrales disposant de grands réservoirs, permettant de turbiner ou de stocker selon les besoins et selon le prix de l'énergie sur le marché.

⁹ Actuellement, l'importance de la réserve nécessaire devra être ajustée régulièrement dans le futur, en fonction de nouveaux aléas, pouvant venir par exemple de l'entrée en production de l'éolien ou secondairement de l'augmentation de la demande.

¹⁰ Sauf pendant les heures de pointe, mais on se heurte alors à des problèmes d'exploitation de la centrale.

Si la réserve était constituée par une ou des centrales hydroélectriques, cette caractéristique serait particulièrement utile : on ne serait pas obligé, comme ce serait probablement le cas avec une centrale thermique, de laisser la réserve inutilisée en l'absence de déficits, mais on pourrait au contraire vendre cette production sur le marché national ou à l'exportation, dépendant des circonstances et des occasions d'affaires se présentant sur le marché international. En d'autres mots, les moyens de production de la réserve ne seraient probablement jamais parasités, ce qui favorise bien entendu la rentabilisation de l'investissement, qu'il soit déjà existant ou à réaliser dans le futur.

1.2.4 Le réservoir de Manic 5, site favorable pour la création d'une réserve

Si on admet que la réserve future du Québec la moins coûteuse, la plus facile à exploiter, la plus susceptible de rencontrer l'adhésion de la population, serait hydroélectrique, la question se pose où placer cette réserve et si elle doit être constituée à partir de moyens existants ou à réaliser. Si on examine les caractéristiques des centrales existantes, on s'aperçoit que le réservoir de Manic 5 constitue peut-être le site idéal. La réserve utile associée à cet aménagement est de 57,5 TWh¹¹, soit plus de deux fois et demie la production moyenne annuelle de la centrale qui est de 21,6 TWh¹¹. Si l'on décide d'affecter une tranche de 15 TWh du complexe Manicouagan à une réserve permettant de faire face aux aléas évoqués précédemment, cela veut dire que l'on doit avoir en tout temps une quantité d'eau dans la réserve utile qui permet d'être utilisée à cette fin. Si, une année donnée, un déficit se présente qui oblige à turbiner cette tranche d'eau, les probabilités sont fortes que la réserve soit reconstituée l'année suivante. Si au contraire le déficit ne se présente pas, toute ou partie de la réserve, correspondant à la pluie tombée l'année précédente, peut être placée, soit sur le marché national, soit à l'exportation. Dans ce dernier cas, la souplesse d'utilisation de la centrale permet de commercialiser l'électricité durant les heures de pointe, c'est à dire quand le prix obtenu est le plus intéressant.

¹¹ « Manicouagan 5 en chiffre » produit par Hydro-Québec (69-4008).

1.2.5 Modalités de gestion de la réserve

La réserve devant être disponible en tout temps, elle ne peut à notre avis être gérée par le Producteur mais placée sous l'autorité de la Régie de l'énergie. C'est-à-dire que son utilisation, que ce soit à des fins de réserve ou, en cas de surplus, pour être placée sur le marché national ou exportée, ferait l'objet d'une autorisation de la Régie. En cas d'utilisation proposée pour d'autres fins que l'absorption d'un déficit, il reviendrait au Producteur de prouver que cette utilisation ne compromet en rien le maintien du niveau de réserve préétabli pour l'année suivante.

Comme dans le cas du gaz, le coût de l'établissement et du maintien de la réserve devrait être facturé à part, à tous les usagers. Cette charge pourrait être cependant facultative pour les grands consommateurs. Ceux qui accepteraient de la payer, auraient la même garantie de continuité de service que celle dont ils jouissent actuellement. Ceux qui préféreraient éviter ce coût, pourraient être sujets à l'effacement de leur charge (moyennant un préavis de plusieurs mois, préétabli contractuellement) en cas de déficit annuel supérieur au montant couvert par la réserve et les importations. Le risque de cette éventualité restant raisonnablement faible (une année sur 8 selon les statistiques disponibles actuellement, si l'on admet que le montant combiné de la réserve et des importations est de l'ordre de 24 TWh), cette modalité pourrait intéresser certains grands consommateurs.

La structure tarifaire resterait unique, c'est-à-dire le prix de l'électricité serait le même pour une catégorie d'utilisateurs donnée, que l'électricité soit fournie par les moyens hors réserve ou qu'elle provienne de la réserve elle-même, en période de déficit ou quand la Régie aurait autorisé le placement de la réserve pour alimenter la charge normale. Toutefois, les bénéfices réalisés lors d'éventuelles ventes à l'étranger, autorisées par la Régie, de tranches d'énergie provenant de la réserve, seraient comptabilisés à part, et retournés aux usagers sous forme d'une ristourne, calculée au prorata des consommations.

1.2.6 Conclusion

La détermination de la réserve optimum en moyens électriques de production dont le Québec devrait disposer pour faire face aux aléas des années futures devrait être basée sur un plan d'affaires, élaboré en toute sérénité, dont les fondements seraient une analyse objective des risques et une évaluation la plus précise possible des coûts prévisionnels des diverses formes d'énergie sur le marché nord-américain, tenant compte des tendances lourdes qui ne manqueront pas de l'affecter, telles que la mondialisation du marché du gaz naturel. Le développement d'une stratégie d'approvisionnement basée sur une panoplie de solutions, graduées en fonction de la gravité des déficits, et offrant des occasions d'affaires intéressantes en cas d'excédent, plutôt que le recours à la seule autarcie énergétique serait, selon nous, la voie à privilégier.

Les recommandations que nous souhaitons faire à la Commission parlementaire sont les suivantes :

- 1. Que l'on fasse une distinction nette entre les moyens de production à prévoir pour satisfaire la croissance prévue de la demande en conditions climatiques moyennes et ceux qui constitueraient une réserve permettant de faire face aux déficits par rapport à ces conditions moyennes;**
- 2. Que la planification de l'expansion de la première catégorie de moyens de production soit faite en tenant compte de l'insertion du système électrique québécois dans un marché continental, la date d'entrée en production de chaque nouvelle centrale étant planifiée sur la base de critères techniques, économiques et financiers tenant compte des occasions d'affaires offertes par ce marché;**
- 3. Que l'on établisse un plan de sécurité énergétique constitué de trois (3) éléments intervenant successivement : une réserve de production domestique, le recours à des importations et l'effacement de certaines charges;**

4. Que l'on établisse une réserve, de l'ordre de 15 TWh, permettant de faire face aux variations de l'offre et de la demande entraînée par les aléas climatiques;
5. Que cette réserve soit hydroélectrique, ce qui paraît être la solution la moins coûteuse, et celle qui s'inscrit le mieux dans une dynamique de développement durable et de consensus national;
6. Que le stockage et la production de cette réserve soient affectés à un site ou à des site(s) spécifique(s). Nos analyses semblent indiquer que Manic 5 aurait les caractéristiques requises pour que la réserve y soit placée, dont la principale est constituée par une réserve utile dont l'importance est équivalente à 4 fois le montant de la réserve proposée;
7. Que la gestion de la réserve soit placée sous l'autorité de la Régie de l'énergie;
8. Que ses modalités de gestion, qui restent à développer, s'inspirent pour l'essentiel du modèle utilisé dans le cas du gaz, c'est à dire que la facturation comporte une charge distincte explicite pour le coût de la constitution et de l'entretien de la réserve;
9. Que les bénéfices réalisés lors d'exportations autorisées par la Régie à partir de la réserve soient rétrocédés au consommateur sous forme d'une ristourne.

2. RÉFLEXION SUR L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DU KWH ET LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

2.1 Le kWh, une commodité

Dès 1980, on assiste à une révolution quant à la perception et le fonctionnement des marchés de l'électricité. De service public depuis le début du 20^e siècle, l'énergie électrique, identifiée par l'abréviation kWh dans ce mémoire, devenait une commodité au même titre que la molécule de gaz ou le litre de mazout. La transformation est lourde, mondiale et probablement irréversible à court et moyen terme.

Le kWh est une commodité (un produit). Contrairement au mazout, mais à l'image du gaz, pour des raisons d'économie, le transport et la distribution du kWh sont encore du domaine des services publics assurés par des sociétés de nature monopole réglementé privées ou publiques.

2.2 Globalisation du marché du kWh

À l'instar des autres commodités, le kWh n'échappe pas à la globalisation des marchés et ce, au rythme de l'évolution de la technologie.

À ses origines (≈ 1900), la production et la distribution du kWh étaient locales, au niveau d'une usine, d'un quartier. La mise au point du transformateur et de la ligne de transport (1920) a permis de relier des quartiers au niveau d'une ville, puis des villes au niveau d'une région.

L'amélioration des technologies de transport, de communication et l'introduction des automatismes permettent la création de grands réseaux (1950). Les grandes entreprises consolidées d'électricité desservant des territoires à l'échelle d'état ou province voient le jour. Les marchés de l'électricité sont alors nationaux, mais réglementés et fermés.

La mise au point de liens de transport à courant continu et asynchrone, de compensation shunt et série électronique (1980) permet l'interconnexion des grands réseaux nationaux sur une base continentale. La révolution numérique (1990) assure le mesurage et la traçabilité en temps réel et permet le décloisonnement des marchés nationaux de l'électricité.

À l'exception de certains pays dont l'économie est en émergence ou en voie de développement, les marchés de l'électricité sont actuellement continentaux. La production est partiellement ou totalement privatisée, les fonctions de transport et distribution réglementées et assurées par des entreprises étatiques ou privées dans un cadre de monopole régional, provincial ou national.

2.3 Le Québec face à ces transformations

Le Québec est une société moderne dont l'économie est ouverte sur le monde. Il en est de même pour son secteur de l'énergie électrique. Le réseau québécois dispose de 18 liens d'interconnexion avec les réseaux voisins et il est intégré au réseau continental de l'Amérique du Nord. Avec une capacité à l'exportation de 33 TWh/année et à l'importation de 15,5 TWh/année, le Québec est également un joueur significatif au niveau des échanges énergétiques continentaux. Le Québec fait déjà partie du marché global du kWh en Amérique.

En 1997, le gouvernement québécois, à l'instar d'autres gouvernements en Amérique et en Europe, reconnaissait la nature « commodité » du kWh et révisait la structure corporative d'Hydro-Québec. Hydro-Québec est alors subdivisé en plusieurs divisions corporatives dont :

- | | |
|-----------------------------|---|
| - Hydro-Québec Production | (activité de production du kWh - import/export) |
| - Hydro-Québec TransÉnergie | (activité de transport du kWh et gestion du réseau + ISO : Independant System Operator) |
| - Hydro-Québec Distribution | (activité de distribution et d'approvisionnement du marché intérieur) |

Les activités de transport et de distribution sont réglementées par la Régie de l'énergie et le champ de pratique est protégé (monopole) à la grandeur du territoire québécois à l'exception des activités de distribution au niveau de quelques villes et municipalités. La structure ainsi mise en place est comparable aux structures adoptées par d'autres provinces, états américains et pays européens.

La commodité qu'est le kWh est principalement produite par Hydro-Québec Production (HQP), transportée des centrales aux postes de distribution par Hydro-Québec TransÉnergie (TE) puis distribuée au client par Hydro-Québec Distribution (HQD).

2.4 La pensée collective des Québécois a-t-elle suivi ces transformations ?

À en juger par la médiatisation de certains dossiers et la difficulté d'obtenir les consensus sociaux au niveau des objectifs et politiques des différentes entités que sont maintenant HQP, TE et HQD, il y a fort à parier que la majorité des citoyens québécois, souvent identifiés comme propriétaires de ces entités, sont en décalage par rapport à la structure mise en place.

Les questions qu'ils pourraient se poser seraient par exemple :

- Quels sont les frais de transport et de distribution d'un kWh livré à domicile? La marge de manoeuvre est-elle gratuite? Qui est responsable de cette dernière?

La majorité des citoyens, à la fois clients et propriétaires des structures ne peuvent probablement pas répondre à ces questions. À la dernière d'entre elles, ils vous répondront simplement Hydro-Québec!

L'absence d'information commerciale simple et claire et le flou au niveau des objectifs et responsabilités de chacune des divisions entachent la transparence au niveau du fonctionnement de la structure mise en place et contribue à un climat de méfiance.

La structure du marché de l'électricité au Québec est moderne et conforme aux pratiques internationales.

Toutefois, les modalités tarifaires et les pratiques commerciales en place sont issues du passé et contribuent au décalage entre la perception collective et la réalité. **Nous sommes d'avis qu'une réforme complète des modalités tarifaires conforme à la structure de marché mise en place s'impose. On compléterait ainsi le travail de transformation entrepris en 1997.**

2.5 Ventilation du prix de détail du kWh entre les divisions d'HQ

L'analyse du rapport annuel 2003 d'Hydro-Québec nous permet de mettre en perspective les flux monétaires et énergétiques entre les différentes divisions que sont HQP, TE et HQD (figure 8, page suivante). De ces flux, on détermine le prix unitaire moyen pour la fourniture des différents services par chacune des divisions.

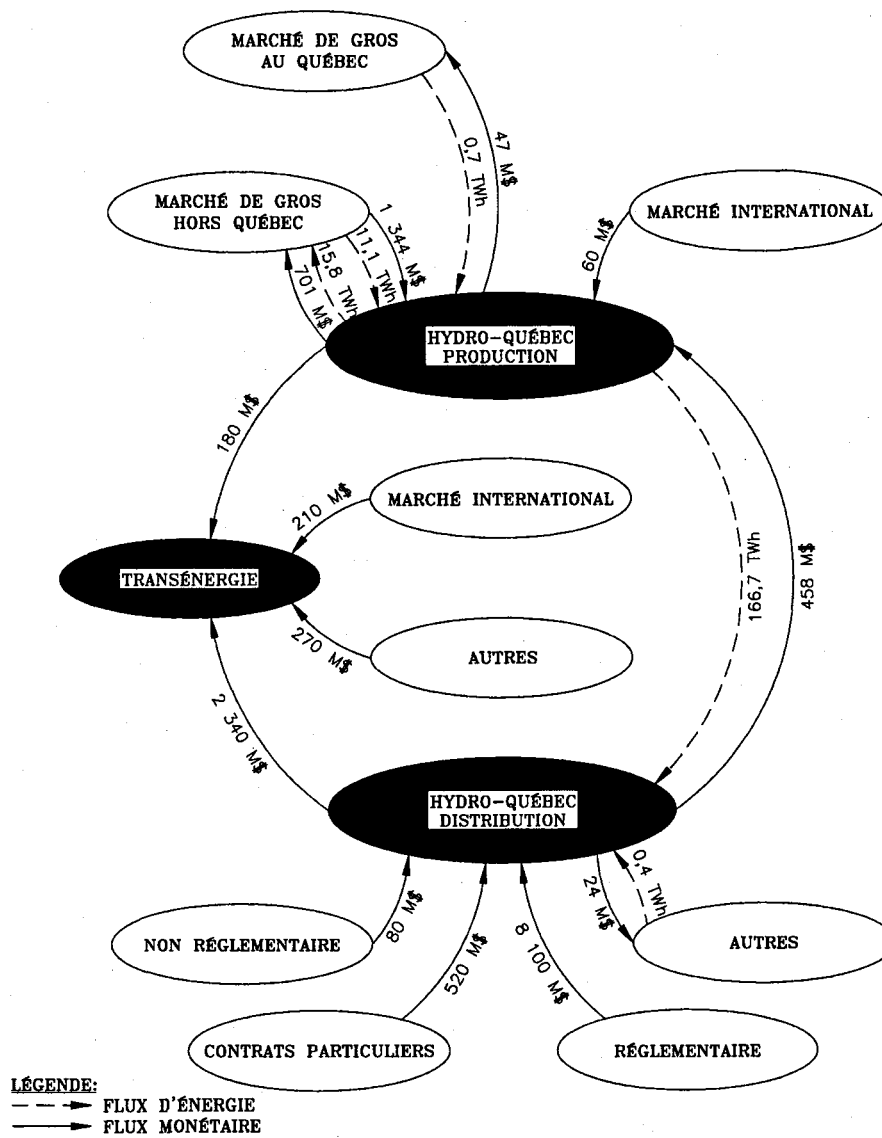
Ainsi, en 2003, Hydro-Québec Production fournissait 166,7 kWh à Hydro-Québec Distribution pour une vente totale de 4 580 M\$. Le prix unitaire moyen du kWh correspond alors à 2,75 ¢/kWh, légèrement inférieur au prix fixé pour le volume d'électricité patrimonial (2,79 ¢/kWh). Cet écart est attribuable à la fourniture d'un faible volume d'électricité au tarif BT encore en vigueur en 2003. Nous utiliserons dans ce mémoire un prix unitaire moyen de 2,79 ¢/kWh.

Pour transporter ces 166,7 TWh des centrales de HQP aux postes de distribution, TransÉnergie requiert des frais de service de 2 340 M\$. Le prix unitaire moyen du service de transport du kWh destiné à HQD est ainsi calculé à 1,4 ¢/kWh.

Finalement, les charges commerciales imputables au service de distribution du kWh sur le territoire québécois, excluant les réseaux municipaux sont de 1,06 ¢/kWh¹² sur la base des chiffres fournis par le rapport annuel.

¹² On négligera de ce mémoire les 0,47 TWh achetés par Hydro-Québec Distribution chez d'autres fournisseurs de kWh

Figure 8 : Flux monétaire et énergétique entre les différentes divisions constituant d'Hydro-Québec - Année de référence 2003



Le prix unitaire moyen pour le service de distribution ainsi évalué est trompeur car la totalité des kWh livrés par HQD ne transite pas par son réseau de distribution. La plus grande partie de la consommation de la clientèle Grandes entreprises (tarif L) est fournie directement par le réseau de transport de TransÉnergie. Nous estimons à 60 TWh, le flux d'énergie directement livré à partir du réseau de TE. En conséquence, le prix unitaire moyen mais corrigé du service de distribution doit être ajusté à une valeur de 1,81 ¢/kWh.

Dans son rapport annuel de 2003, Hydro-Québec Distribution déclarait des pertes d'exploitation de 133 M\$. En janvier et avril 2004, HQD obtenait l'autorisation de la Régie de l'énergie d'accroître l'ensemble de ses tarifs de 4,4 %. Tous les autres prix étant supposés constants, cette hausse de tarifs devrait générer approximativement 383 M\$ supplémentaires dans les coffres de Hydro-Québec Distribution. La prise en compte de ces revenus supplémentaires dans le prix unitaire moyen du service de distribution porte son prix à 2,12 ¢/kWh.

2.6 Comparaison entre les coûts unitaires et la tarification en vigueur

Comme nous l'avons souligné dans les paragraphes précédents, les modalités de tarification en vigueur ne correspondent plus à la structure du marché de l'électricité mise en place au Québec en 1997. Il est toutefois possible de superposer à la structure du prix unitaire moyen de la figure 9 le prix de détail correspondant aux principaux tarifs en vigueur.

Le prix de détail pour chacun des tarifs est évidemment variable selon le volume de consommation et son facteur d'utilisation du kWh.

De la figure 9, on tire ces observations :

- Les prix du kWh destiné à la Grande entreprise et détaillé au tarif L correspondent au prix du Producteur plus les frais de transport. Cette équivalence est justifiable car

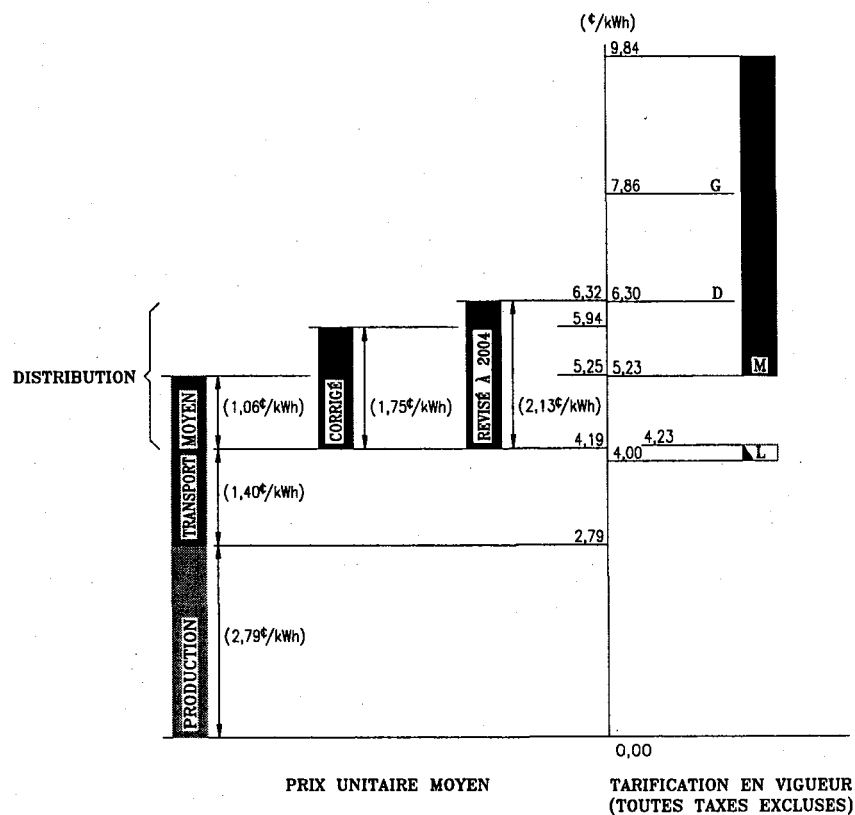
les clients de grande consommation régis par le tarif L sont directement raccordés au réseau de transport de TransÉnergie.

Cette observation ne confirmera pas l'interfinancement en faveur des abonnés du tarif L, notion avancée par certains groupes d'intérêt.

- Le prix du kWh destiné à la clientèle desservie par le tarif D correspond au prix moyen du Producteur plus les frais de transport et de distribution. Cette équivalence est également justifiable car tous les abonnés régis par le tarif D sont directement desservis par le réseau d'Hydro-Québec Distribution.

Dans ce cas également, l'interfinancement en faveur du tarif D ne peut être confirmé par cette observation.

Figure 9 : Comparaison entre les prix unitaires moyens de fourniture du kWh et la tarification en vigueur 2004



LÉGENDE:
D: TARIF RÉSIDENTIEL
G: TARIF PETITE PUISSANCE
M: TARIF MOYENNE PUISSANCE
L: TARIF GRANDE PUISSANCE

Note : Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines; tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2004, Hydro-Québec

- Par contre, le prix de détail d'un kWh au tarif G (général et institutionnel) est supérieur au prix total de fourniture par approximativement 25 %. On observe donc un interfinancement des abonnés de la catégorie générale et institutionnelle en faveur d'une autre catégorie d'abonnés.
- Pour ce qui est du tarif M correspondant à la clientèle moyenne entreprise, le prix de détail est très variable selon le volume d'électricité acheté et le facteur d'utilisation. Le prix varie de 5,23 ¢/kWh à 9,84 ¢/kWh. Comme la majorité de ces abonnés sont raccordés au réseau de distribution, les abonnés dont le prix de détail est inférieur à 6,3 ¢/kWh profitent d'un interfinancement en leur faveur provenant des autres abonnés au tarif M et des abonnés de la catégorie G.

Par souci de transparence et d'équité pour les différentes catégories d'abonnés, il est donc recommandé d'actualiser les modalités de tarification en tenant compte de la structure du marché de l'électricité mise en place en 1997. En effet, la majorité des marchés de l'électricité dans le monde a déjà procédé à cette mise à niveau.

Des modalités de tarification moderne, adaptées aux structures mises en place seraient :

- un prix pour la commodité qu'est le « kWh »;
- un prix pour le service de transport;
- si applicable, un prix pour le service de distribution;
- un prix pour supporter les actifs parasites, si applicable (peu probable au Québec)

Et si l'on adopte le principe de l'établissement d'une réserve facturée à part, tel que suggéré dans la première partie de ce mémoire :

- un prix pour le maintien et la constitution de la réserve;
- une ristourne dans le cas d'exportation, prise à même la réserve.

Cette révision des modalités de tarification est majeure et bouleversera certaines pratiques. Nous sommes toutefois d'avis qu'elle donnera un signal précis sur la réforme structurelle en cours dans le secteur de l'énergie électrique. Nous sommes également d'avis que le moment est propice : en effet, les tarifs qui s'appliquent présentement à la clientèle domestique et Grande entreprise (77% des ventes en kWh et 72% des revenus) correspondent actuellement au prix unitaire moyen de fourniture à ces catégories.

2.7 Juste valeur économique du kWh

Le débat d'idées suscité par cette commission parlementaire sur le secteur énergétique au Québec nous amène à nous demander si les rendements financiers correspondant au prix de vente du kWh sont comparables aux normes généralement reconnues. Celles-ci sont estimées comme suit :

- de 15 et 20 % sur l'avoir propre de l'actionnaire pour les activités non réglementées comme la production;
- de 10 à 12 % sur l'avoir propre de l'actionnaire pour les activités réglementées comme le transport et la distribution.

La revue du rapport d'activité 2003 d'Hydro-Québec nous permet d'apprécier par secteur d'activité la rentabilité économique de ces différentes divisions commerciales.¹³

De cette analyse, on tire les observations suivantes (voir tableau 2) :

- La rentabilité de HQP, à 23 % de l'avoir propre, est légèrement supérieure aux normes reconnues. HQP se classe donc dans les premiers. Cette excellente performance est attribuable aux activités de courtage énergétique avec les réseaux

¹³ La dette de toutes les divisions commerciales étant consolidée, il nous est impossible de déterminer l'avoir propre de l'actionnaire pour chacune des divisions. Le taux de capitalisation de H-Q étant publié, soit 29,9 %, nous avons appliqué ce taux de capitalisation pour chacune des divisions commerciales.

externes. Lorsqu'on exclut ces activités lucratives et que l'on s'en tient au réglementaire, la rentabilité sur l'avoir propre est réduite à approximativement 18 %. Nous sommes l'avis que la commodité kWh est mise à la disposition des Québécois à un prix qui assure la santé financière du Producteur.

- Pour les activités de transport, le rendement de TE est de 7 % sur l'avoir propre, donc inférieur aux normes reconnues pour ce secteur d'activité. La juste valeur pour le service de transport tourne probablement autour de 1, 48 ¢/kWh, soit une hausse de 0.08 ¢ par kWh transporté.
- Quant aux activités de distribution, après la hausse tarifaire de 2004, Hydro-Québec Distribution a probablement atteint un seuil de rentabilité de 10 % sur l'avoir propre, donc conforme aux normes reconnues.

En conclusion, nonobstant l'interfinancement observé dans les tarifs G et M, le prix de détail du kWh, toutes catégories d'utilisateurs confondues, est légèrement inférieur à sa juste valeur d'un montant approximatif que l'on estime à 0,08 ¢/kWh.

Tableau 2 : Données financières extraites du rapport annuel d'Hydro-Québec

	SELON LE RAPPORT D'ACTIVITÉ DE 2003	RÉVISÉ EN FONCTION DE LA HAUSSE TARIFAIRE 2004
Hydro-Québec Distribution		
Immobilisations :	8 000 M\$	8 000 M\$
Avoir de l'actionnaire :	2 400 M\$	2 400 M\$
Revenus :	8 700 M\$	9 080 M\$
Pertes :	133 M\$	
Bénéfices :		249 M\$ (2,7% des revenus) (10,4% de l'avoir propre)
Cadre d'exploitation :	Réglementé sur une base de coût	
TransÉnergie		
Immobilisations :	17 300 M \$	
Avoir de l'actionnaire :	5 200 M\$	
Revenus :	3 000 M\$	
Bénéfices :	397 M\$	(13% des revenus) (7% de l'avoir propre)
Cadre d'exploitation :	Réglementé sur une base de coût	
Hydro-Québec Production		
Immobilisations :	24 300 M\$	
Avoir de l'actionnaire :	7 300 M\$	
Revenus :	6 100 M\$	
Bénéfices :	1 740 M\$	(28,5% des revenus) (23,9% de l'avoir propre)
Cadre d'exploitation :	165 TWh	
	réglementé destiné à HQ-D au-delà, libre concurrence	

2.8 Qu'en est-il de la valeur marchande du kWh?

La juste valeur économique correspond au prix plancher de la commodité et des services connexes nécessaires pour maintenir la viabilité économique de l'activité de fourniture, transport et distribution du kWh. La valeur marchande correspond au prix plafond auquel on peut commercialiser la commodité et les services connexes en tenant compte :

- des alternatives d'approvisionnement (compétition)
- du maintien de la clientèle (prix abordable de la commodité)
- des opportunités de nouveaux marchés (nouvelle clientèle)
- de la possibilité de la conversion vers d'autres alternatives énergétiques (mazout, gaz, etc.)

La valeur marchande est associée aux opportunités de marché et n'a rien à voir avec la véritable valeur de la commodité. Elle est variable selon le contexte de l'offre et la demande. À titre d'exemple, le kWh est une forme énergétique beaucoup plus polyvalente qu'une molécule de gaz : la majorité des équipements qui nous facilitent la vie et assurent notre confort utilisent l'électricité et non le gaz. À valeur énergétique égale, le kWh devrait donc se détailler à un prix plus élevé que la molécule de gaz. Ce n'est présentement pas le cas au Québec. Cette anomalie est attribuée à un contexte de marché, soit l'équilibre entre l'offre et la demande pour le gaz à l'extérieur de nos frontières.

Il semblerait qu'il existe des opportunités de marché pour le kWh québécois à un prix supérieur à sa juste valeur économique sur les marchés extérieurs limitrophes. Qu'en est-il vraiment? Nous tenterons de répondre à cette question à la section suivante.

2.9 Les opportunités outre frontières

Les marchés limitrophes au Québec sont :

L'Ontario (IMO);

La Nouvelle Angleterre (NEPOOL);

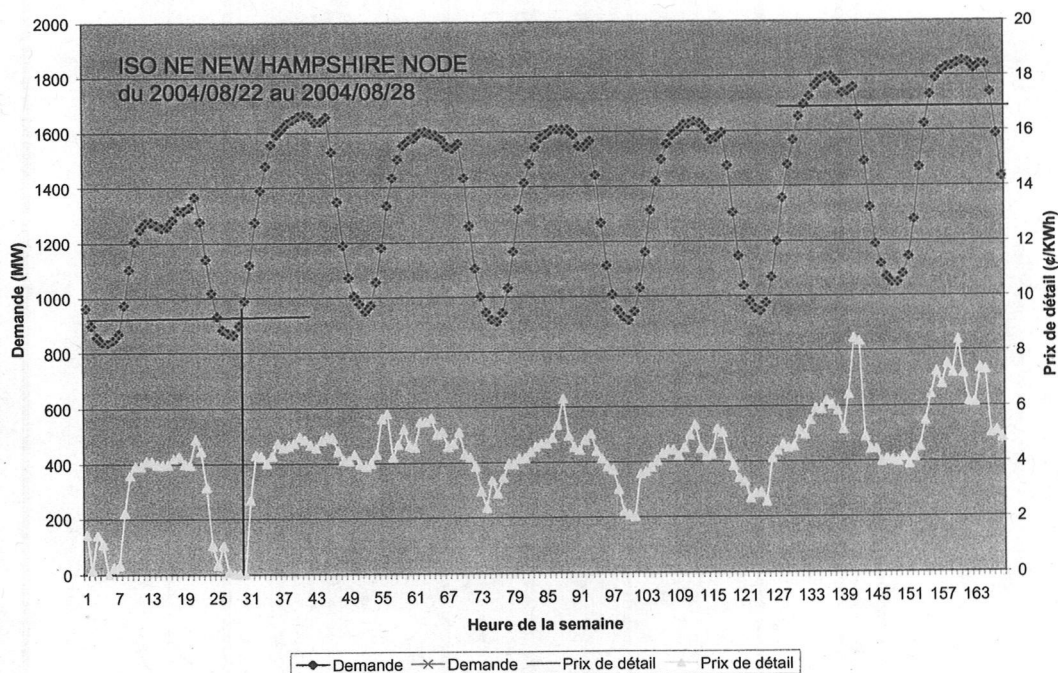
L'état de New York (NY-ISO);

Le Nouveau-Brunswick.

À l'exception du Nouveau-Brunswick, tous ces marchés de l'énergie électrique sont complètement déréglementés. Le prix de gros du kWh est libre et évolue en fonction des règles de l'offre et de la demande.

À titre indicatif, on observe à la figure 10, l'évolution du prix et de la demande du kWh pour un important point de livraison au New Hampshire dans le marché de NEPOOL.

Figure 10 : Évolution du prix et de la demande sur une semaine



Sur une semaine d'intervalle, le prix du kWh variait de 0 ¢/kWh (aucune valeur marchande) à 8,5 ¢/kWh. L'évolution du prix du kWh se situe entre ces deux limites :

- Les derniers kWh de pointe sont les plus onéreux à produire. Au delà d'un certain seuil de demande, le prix du kWh grimpe en flèche.
- En dessous d'un certain seuil de demande, il est très onéreux de réduire la capacité de production. Les producteurs préfèrent écouler à perte la production. Le prix du kWh s'écroule et peut être nul.

Il existe donc dans tout marché de l'énergie électrique :

- un prix moyen en pointe et hors pointe;
- un prix minimal généralement hors pointe;
- un prix maximal généralement en pointe.

Le tableau 3 de la page suivante présente pour l'année 2003 les statistiques de prix du kWh pour les principaux marchés extérieurs du Québec.

Par comparaison du prix détail de 2,79 ¢/kWh pour le volume patrimonial sur le marché intérieur aux frontières du Québec, ces marchés extérieurs font rêver. Mais encore faut-il se rendre à ces marchés? Lorsqu'on ajoute les frais de transport au Québec, présentement à 1,1 ¢/kWh pour l'exportation et les frais de transport et autres à l'extérieur de nos frontières, les possibilités de bénéfices s'amenuisent.

Selon la valeur des frais de transport et autres frais à l'extérieur de nos frontières, ces gains peuvent varier de 2,3 ¢/kWh à une valeur nulle et même négative (figure 11). Le marché de l'état de New York (NY-ISO) étant actuellement le plus prometteur.

Tableau 3 : Prix de détail du kWh chez les marchés extérieurs (prix de gros)

	Prix moyen du kWh			Écart de prix du kWh	
	Combiné	En pointe	Hors pointe	minimum	maximum
Ontario IMO – HOEP ¹⁴	5,07 ¢/kWh	6,51 ¢/kWh	4,09 ¢/kWh	0,52 ¢/kWh	34,0 ¢/kWh
ISO-NE ^{15 - 18}	6,03 ¢/kWh	6,82 ¢/kWh	5,36 ¢/kWh	0 ¢/kWh	1,05 \$/kWh
NY-ISO ^{16 - 18}	6,48 ¢/kWh	7,70 ¢/kWh	5,44 ¢/kWh	19	19
PJM-ISO ^{17 - 18}	4,56 ¢/kWh	5,91 ¢/kWh	3,40 ¢/kWh	19	19

¹⁴ IMO HOEP Independent Market Operator, Hourly Ontario Energy Price - Année de référence : mai 2003 à avril 2004

¹⁵ ISO-NE Independent System Operator, New England, autrefois NEPOOL - Année de référence : mars 2003 à décembre 2003

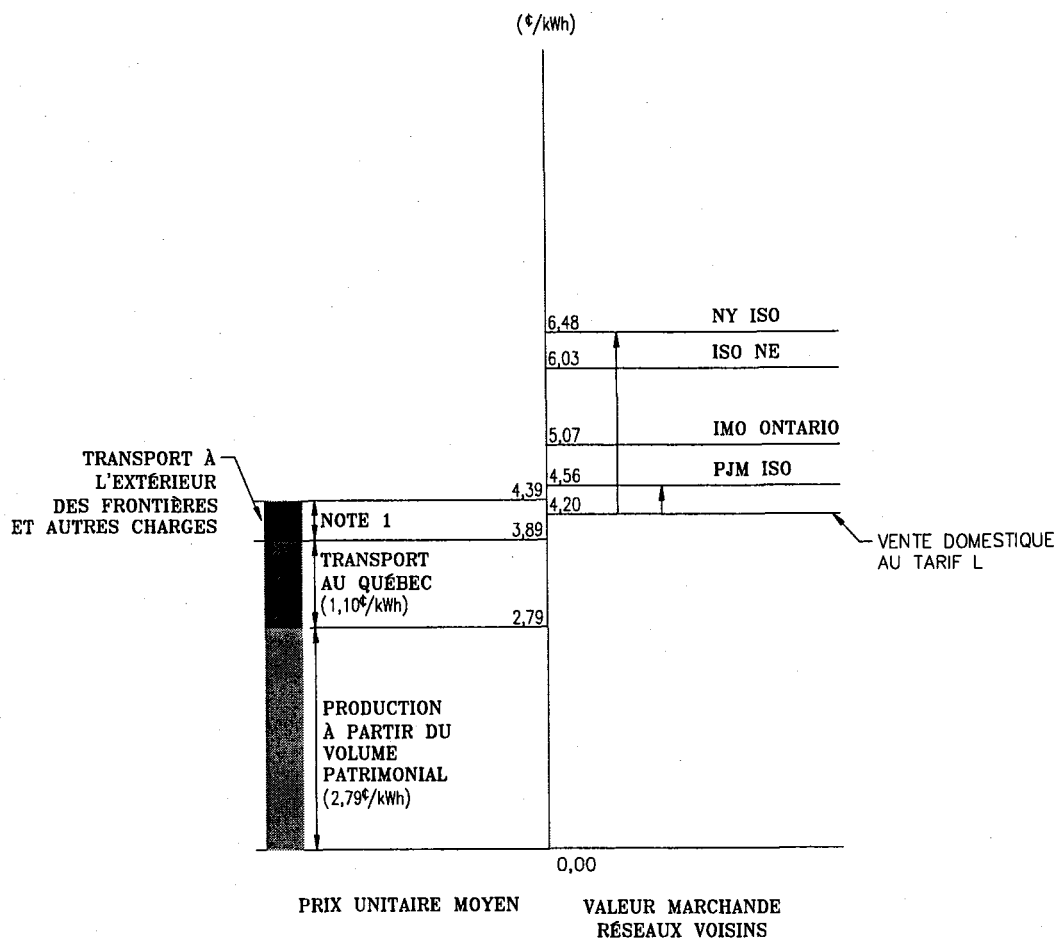
¹⁶ NY-ISO New York Independent System Operator - Année de référence : mars 2003 à décembre 2003

¹⁷ PJM-ISO Pennsylvania, New Jersey et Maryland Independent System Operator - Année de référence : mars 2002 à décembre 2003

¹⁸ Les prix des marchés états-uniens ont été corrigés selon un taux de change de 0,80\$US = 1,00\$CAN

¹⁹ Données non disponibles

Figure 11 : Comparaison entre le prix unitaire moyen et la valeur marchande sur les marchés extérieurs - Production à partir du volume patrimonial



NOTE 1:
VARIABLE SELON LA PROXIMITÉ DU
MARCHÉ CONSIDÉRÉ.

Mais cette analyse est basée sur le kWh au prix du volume patrimonial. Pour prendre avantage de cette opportunité de marché, il faut délester un segment de la clientèle québécoise pour dégager un bloc d'énergie et l'acheminer sur les marchés externes.

Prenons le cas, à titre d'exemple, du secteur de l'aluminerie de première fusion. Ce secteur d'activité fait présentement l'objet d'interrogations quant à la pertinence d'alimenter ce secteur à partir du bloc d'énergie patrimonial.

L'ensemble des alumineries implantées au Québec dépensent approximativement 3,2 milliards²⁰ de dollars par année au Québec. Ces même alumineries consomment annuellement 20 TWh. Rapportées au kWh, les dépenses de l'industrie s'élèvent à 16 ¢/kWh. Évidemment, ces dépenses ne constituent pas une retombée économique nette, compte tenu des importations auxquelles elles donnent lieu. Mais avec un ratio de 7 entre la dépense interne par kWh et le gain maximal possible de 2,3 ¢/kWh pour la vente du même kWh sur les marchés extérieurs, nous sommes d'avis que les retombées économiques des ventes intérieures d'électricité au secteur des alumineries sont supérieures au gain possible que l'on obtiendrait de la vente des même blocs d'énergie électrique sur les marchés extérieurs.

Nous sommes de l'opinion que le délestage éventuel de certains segments de la clientèle actuelle d'Hydro-Québec Distribution pour s'engager sur la voie de vente massive et continue de kWh sur les marchés extérieurs à partir du volume patrimonial serait voué à l'échec. Ce concept tient la route dans une logique d'actionnaire, mais est une voie risquée lorsque l'actionnaire est également responsable du développement économique de la société québécoise.

²⁰ Information communiquée par l'Association de l'aluminium du Canada

Cette voie serait d'autant plus risquée, que les gains potentiels de la vente d'électricité sur les marchés externes sont largement influencés par les éléments suivants qui sont des facteurs de risque considérables :

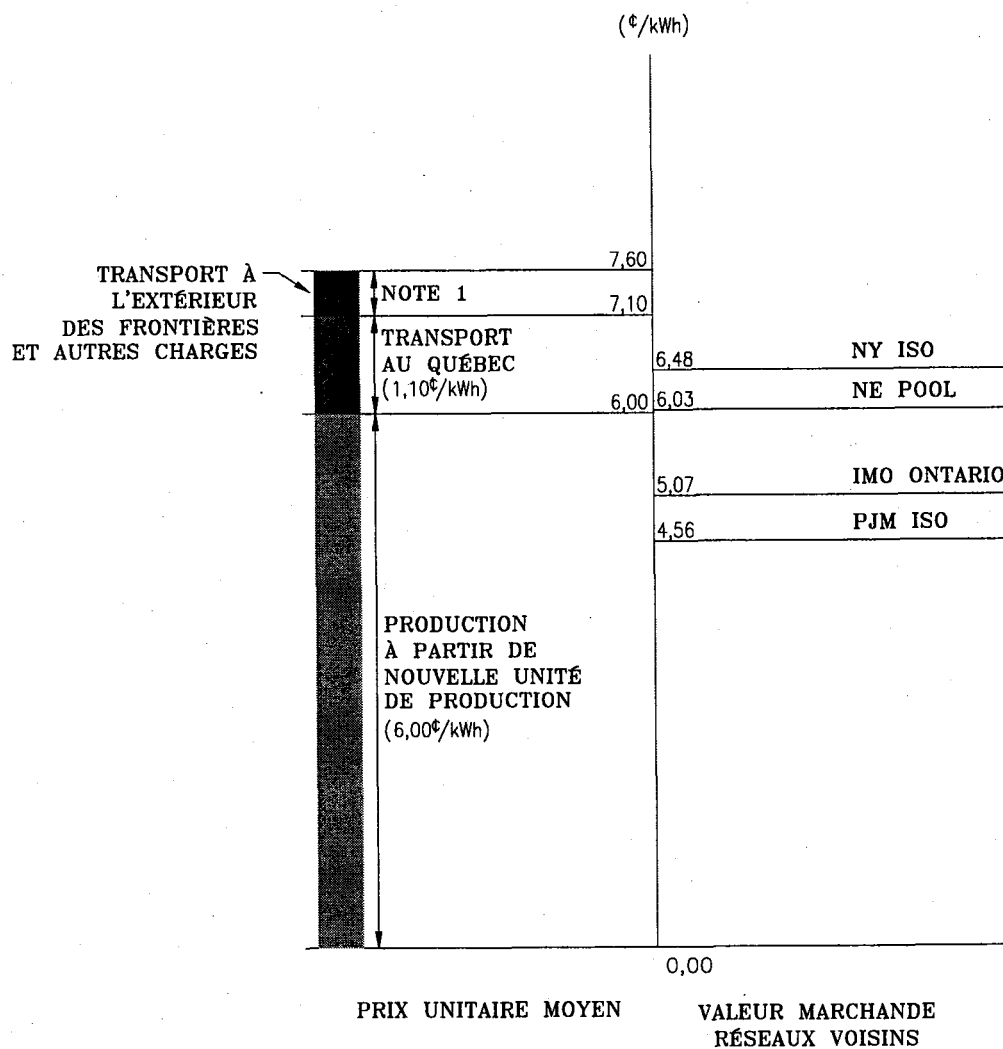
- le taux de change (USA);
- l'évolution du prix du gaz (continental et mondial);
- la politique nationale énergétique (USA);
- le protectionnisme et le souci d'indépendance énergétique (USA, Ontario);
- la levée du moratoire sur le nucléaire aux USA;
- la satisfaction des accords de Kyoto.

L'attrait que présentent les marchés extérieurs pour de nouvelles installations de produits fait également rêver l'imaginaire collectif. Mais qu'en est-il économiquement?

Les centrales de production sont mises en œuvre selon un ordre croissant de coûts de production. Les centrales présentant le plus faible coût de production au Québec sont déjà construites depuis plusieurs années et leur production est incluse dans le volume patrimonial.

Le coût de production projeté pour les futurs complexes hydroélectriques, la Romaine, Mecatima et Caniapisco excède 6 ¢/kWh. Des complexes hydroélectriques déjà annoncés et en cours de conception et construction (Chute Allard, Rapide des Cœurs et Péribonca) ont des coûts de production projetés à peine inférieurs à 6 ¢/kWh. Lorsqu'on ajoute les frais de transport et autres charges connexes internes et externes au territoire québécois et que l'on compare le coût de production de ces nouveaux blocs d'énergie électrique au prix moyen du kwh sur les marchés externes (figure 12), il faut beaucoup d'optimisme pour imaginer un plan d'affaire lucratif.

Figure 12 : Comparaison entre le prix unitaire moyen Hydro-Québec et la valeur marchande sur les marchés extérieurs - Nouvelles unités de production



NOTE 1:
VARIABLE SELON LA PROXIMITÉ DU
MARCHÉ CONSIDÉRÉ

Il nous semble actuellement très difficile, voire impossible de concurrencer par des exportations massives et continues un kWh produit localement à partir de centrales au gaz à cycle combiné avec un kWh produit au Québec par une nouvelle centrale hydroélectrique située à une grande distance du marché convoité.

La même argumentation s'applique à une centrale au gaz à cycle combiné installé au Québec mais dont la production est destinée aux marchés extérieurs. Le prix du gaz étant continental, il nous semble difficile de concurrencer les centrales situées dans les marchés extérieurs sur une base continue.

Évidemment, une hausse significative du prix de détail du gaz modifierait la donne et permettrait peut-être l'exportation rentable de kWh hydroélectriques québécois vers les marchés externes. Il est impossible de prévoir l'évolution du prix du gaz pour les 5 à 10 prochaines années. L'ajout de nouvelles centrales au gaz à cycle combiné, particulièrement en Ontario, pour le remplacement des centrales au charbon poussera à la hausse la demande, donc le prix du gaz. Par contre, la venue de ports méthaniers sur la côte Est de l'Amérique accroîtra l'offre et donc entraînera la baisse du prix de gaz. Finalement, l'intérêt pour une nouvelle génération de centrales nucléaires à faible coût de construction pourrait également avoir un effet sur le marché du gaz et de l'énergie électrique.

En conclusion, **fort de l'information dont nous disposons présentement, il nous semble risqué de devancer la construction de complexes hydroélectriques au Québec pour répondre à un objectif d'exportation ferme vers les marchés dont l'évolution est incertaine. Il est recommandé de procéder à la mise en œuvre des nouveaux complexes hydroélectriques uniquement pour répondre à l'accroissement de la demande propre au Québec.**

2.10 Le courtage d'énergie

Malgré tout cela, l'analyse des données d'exploitation d'Hydro-Québec Production démontre toutefois qu'il est très lucratif de faire affaire sur les marchés extérieurs. Pour l'année 2003, Hydro-Québec Production a exporté 15,8 TWh sur des marchés extérieurs à un prix moyen de 8,5 ¢/kWh. Pour la même période, HQP a importé 11,8 TWh à un coût moyen de 6,3 ¢/kWh, de telle sorte que la sortie nette en eau des réservoirs n'a été que de 4 TWh pour un bilan positif de 596 M\$. Lorsque l'on exclut les charges de transport de 180 M\$, le revenu par kWh net exporté serait de 10,4 ¢/kWh. Mais un tel calcul est à notre avis erroné, car il impute au volume net exporté le gain réalisé sur le volume échangé. Les premiers 11,8 TWh sont échangés moyennant un écart de prix de 2,2 ¢/kWh pour un gain net de 259,6 M\$. Des 596 M\$ du bilan positif total, on exclut les charges de transport (180 M\$) et le gain réalisé sur l'échange des 11,8 TWh (259,6 M\$) ce qui donne un revenu net de 156,4 M\$ pour l'exportation des 4 TWh supplémentaires. Le revenu par kWh net exporté est alors calculé à 3,9 ¢/kWh correspondant seulement à 1,4 fois le prix fixé pour le bloc patrimonial.

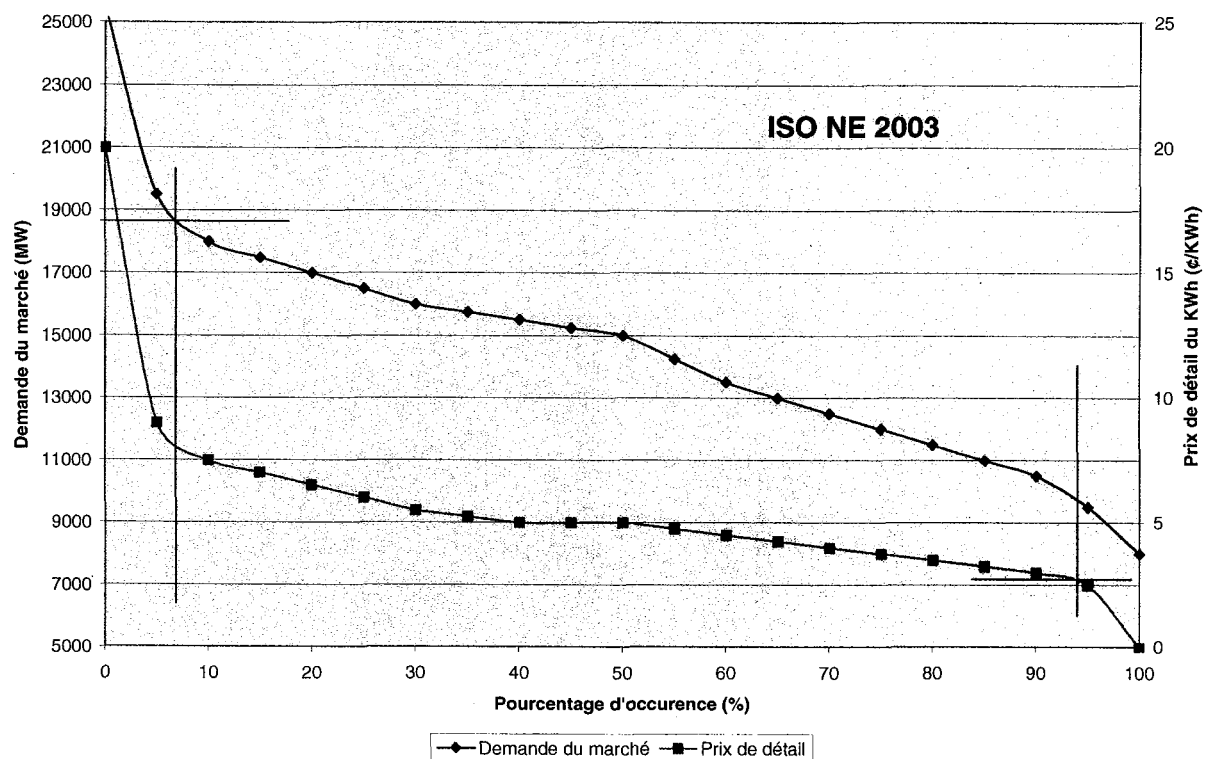
L'activité de « courtage d'énergie » est possible à deux conditions :

- Il faut disposer de facilités de stockage;
- Il faut avoir accès à des marchés déréglementés où le prix de détail du kWh est fixé par l'offre et la demande.

Examinons à nouveau le fonctionnement des marchés d'énergie électrique extérieure au Québec. La figure 13 illustre la demande en MW et le prix de détail, classés en fonction du pourcentage d'occurrence, pour le marché de la Nouvelle Angleterre (NE-ISO). Au-delà d'une certaine demande, 18 500 MW dans notre exemple, le prix de détail explose à la hausse. En deçà d'une certaine demande, 9 500 MW, le prix de détail s'effondre. Le courtage d'énergie consiste à acheter lorsque les prix de détail du kWh sont faibles, stocker de ses réserves et revendre lorsque le prix de détail est élevé. Techniquement, pour réussir ce type d'opération, il faut disposer avec les réseaux des liens d'interconnexion bidirectionnels. Il faut également disposer de réservoirs hydrauliques

de bonne capacité et évidemment être suréquipé au niveau des facilités de production. Le Québec dispose de ces atouts et Hydro-Québec Production joue déjà très bien la carte du courtage d'énergie.

Figure 13 : Demande et prix de détail classés en fonction du pourcentage d'occurrence



Le volume énergétique faisant l'objet de courtage est limité dans un marché donné. À l'exemple de la figure 13, les prix s'effondrent ou s'emballent 10 % du temps et les volumes marginaux énergétiques impliqués dans ces soubresauts sont de 3 TWh pour un marché total de 130 TWh, donc un peu plus que 2 % du volume total du marché.

Cette limite au volume de courtage sur un marché fixé à 2 ou 3 % semble faible. Néanmoins, pour la Nouvelle Angleterre, elle correspond à un volume instantané de 3 400 MW, ce qui est énorme du point de vue des interconnexions.

Nous sommes d'avis que le courtage énergétique, ou si l'on préfère, le commerce de l'électricité est l'activité la plus prometteuse pour le Québec sur les marchés extérieurs.

Nous recommandons d'accroître les activités de courtage énergétique sur les marchés voisins en mettant de l'avant les mesures suivantes :

- **l'identification des marchés les plus prometteurs et les volumes potentiels de courtage;**
- **le renforcement des interconnexions qui se doivent d'être bidirectionnelles et préférablement asynchrones;**
- **la révision de certaines pratiques d'exploitation de certains réservoirs;**
- **le suréquipement de certaines centrales.**

Ces mesures au niveau des réservoirs et centrales doivent tenir compte de l'éventuelle introduction du kWh éolien dans le réseau. Ainsi, les éléments de stockage et de surproduction essentiels au courtage d'énergie sont également essentiels à l'intégration du parc éolien. Pour être rentable, la filière éolienne a besoin d'une forme de courtage énergétique pour pondérer les aléas de production.

À ces activités techniques, on pourrait ajouter la vulgarisation de l'activité de courtage énergétique auprès du public et la démonstration que cette activité est bénéfique pour le Québec.

La mise en oeuvre de nouveaux complexes hydroélectriques ne nous semble pas essentielle à ce jour pour accroître les activités de courtage sur les réseaux voisins. C'est l'activité de courtage achat-revente qui est lucrative et non l'exportation nette de kWh. Il sera impossible de justifier économiquement la mise en oeuvre de nouveaux complexes hydroélectriques pour fin d'exportation avec des prix de détail à l'exportation de 6 ¢/kWh. Le maintien de la marge de manoeuvre est toutefois essentiel, car la réduction de cette marge pourrait limiter les activités de courtage énergétique comme les résultats de 2003 tendent à le démontrer. Lorsque possible, la mise en marché des

excédents de la marge de manoeuvre sera un excellent levier pour accroître les activités de courtage.

Par ailleurs, nous ne partageons pas l'opinion que l'écart entre le prix de détail au courtage (8.5 ¢/kWh) et le prix de détail moyen sur le marché intérieur (5,1 ¢/kWh) constitue une subvention au prix de l'électricité au Québec. Le prix de détail au courtage est circonstanciel et sporadique et n'a rien à voir avec le fonctionnement continu d'un marché de l'énergie électrique.

2.11 L'opportunité de marchés à l'intérieur de nos frontières

Il ne fait pas de doute que le prix de détail du kWh au Québec est inférieur à sa valeur marchande. À l'exception du Manitoba, le prix de détail du kWh en Amérique du Nord est supérieur au prix de détail au Québec, parfois par un facteur de 2, 3 ou 4 et ces économies sont quand même compétitives. Il est raisonnable d'imaginer qu'il existe une plage de manoeuvre au-delà du prix actuel.

Dans le cas des abonnés domestiques, généraux et institutionnels, la relation d'élasticité de consommation par rapport au prix de détail du kWh est complexe et non linéaire. Lorsqu'il fait noir, on allume la lumière quel que soit le prix de détail du kWh. De plus, la clientèle est captive à court terme. Mais une hausse du prix de détail du kWh entraînera éventuellement :

- l'introduction de technologies plus efficaces au niveau énergétique;
- la conversion de la source de chauffage ambiant chez certains clients;
- la modification de certaines pratiques organisationnelles.

Cette hausse contribuera à accroître l'inflation, réduire l'accroissement de la demande, au mieux légèrement réduire la demande et décaler la mise en oeuvre des futurs complexes de production hydroélectrique.

Une hausse du prix de détail a pour avantage de donner un signal clair que la ressource est limitée, de plus en plus onéreuse à développer et qu'il faut faire des efforts pour la conserver selon les principes de développement durable.

Dans cet optique, il serait préférable d'opter pour plusieurs petites hausses étalées sur plusieurs années afin d'éviter les impacts économiques négatifs tout en maintenant la pression sociale sur l'importance de l'économie d'énergie.

L'écart entre le prix de détail actuel et la valeur marchande est un levier économique.. À l'instar de d'autres économies, le Québec utilise ce levier économique pour promouvoir le développement industriel principalement en région et ce, depuis la mise en service de la première centrale hydroélectrique à Shawinigan en 1901. La fourniture de kWh dans le cadre de contrats à partage de risque est probablement l'exemple le plus décrié de cette stratégie de développement économique.

Toutefois, cette stratégie a réussi puisque la société québécoise est moderne et prospère. Son économie est comparable à d'autres sociétés nord-américaines et ce, malgré son caractère nordique et la grande distance des centres de production et de consommation.

Une conséquence de cette stratégie de développement économique est la concentration dans l'économie du Québec de complexes industriels, grands consommateurs d'énergie électrique et dont le coût du kWh représente 25 à 40 % des coûts totaux d'opération. Ces grands complexes industriels se comparent entre eux et se font concurrence à l'échelle mondiale.

C'est aussi à l'échelle mondiale et non continentale que se mesure le kWh québécois destiné à la grande entreprise. Il existe encore des pays où le prix du kWh est inférieur au prix de détail du Québec.

En particulier, les pays qui disposent de grandes réserves de gaz sans marché ou des ressources hydroélectriques sans clientèle, un peu à l'image du Québec au début du 20^e

siècle (l'Islande, l'Afrique du Sud et le Qatar, à titre d'exemple), sont de féroces compétiteurs pour la fourniture du kWh à bas prix.

La plage de manoeuvre au-delà du prix de vente actuel pour la fourniture du kWh à la grande industrie est relativement faible et liée au prix de détail du kWh à l'échelle mondiale.

Il est recommandé d'être très prudent en matière d'augmentation du prix de détail du kWh consenti aux grandes industries, de façon à éviter de brusques perturbations économiques, particulièrement en région.

La mondialisation de l'industrie du gaz par la l'implantation de ports méthaniers devrait favoriser la situation du Québec à l'égard des pays qui font concurrence au kWh québécois avec de l'électricité produite à partir de gaz à bas prix.

Par contre, à moins de circonstances exceptionnelles, le prix de vente du kWh assurant la santé financière du fournisseur devrait constituer un prix plancher du kWh sur le marché intérieur, quel que soit le segment de clientèle.

2.12 Les contrats à partage de risque

Les industries grandes consommatrices d'énergie contribuent de manière significative à l'activité économique du Québec. Par ordre décroissant de consommation d'électricité, il s'agit principalement du secteur fonte et affinage, avec 45 % de la consommation totale de l'industrie québécoise en 2000 et du secteur des pâtes et papiers (25 % en 2000). La sidérurgie, l'industrie des produits chimiques et l'industrie du ciment sont également classées comme fortement énergivores, ayant représenté ensemble environ 10 % de la consommation industrielle québécoise d'électricité en 2000.

La contribution de ces cinq industries à l'activité économique du Québec est considérable puisque, en 2000, elles ont produit 16 % de la valeur ajoutée industrielle, ont employé 9 % de la main-d'œuvre du secteur industriel québécois et assuré 21 % des exportations internationales. En 2001, avec 10 % de la production mondiale d'aluminium, le Québec occupait le quatrième rang des producteurs, après la Russie, la Chine et les États-Unis. On notera également que le Québec assurait, en 2000, 42 % de la production de papier journal du Canada, qui est le premier producteur mondial²¹.

On doit mentionner aussi que l'implantation de ces industries au Québec entraîne la présence d'activités économiques associées, que ce soit la transformation en amont, notamment des métaux, ou que ce soit le secteur des services (entreprises de génie-conseil et centres de recherche) ou encore la fabrication et la fourniture d'équipements propres à ces industries. On peut donc parler de l'existence au Québec de « grappes industrielles » associées à ces secteurs, notamment à l'industrie de première fusion des métaux et à celle des pâtes et papiers. Également, ces industries se sont en majorité installées en région, où elles ont été un facteur important de développement. Par contre, ces industries sont à haute intensité de capital, ce qui veut dire que le nombre d'emplois créé par dollar investi est faible, comparativement à d'autres secteurs manufacturiers ou aux activités des secteurs de service.

²¹ L'ensemble de ces chiffres est tiré de Énergie au Québec, édition 2003

Les industries grandes consommatrices d'énergie occupent donc une grande place dans le paysage industriel québécois, mais sont peu créatrices d'emplois directs, relativement à d'autres. Leur développement passé et l'expansion qu'elles semblent souhaiter poursuivre ici, indiquée par les projets importants qui ont été proposés, notamment dans le secteur de l'aluminium, sont dus à plusieurs facteurs, mais avant tout au prix très concurrentiel de l'électricité disponible au Québec. Certaines d'entre elles jouissent, pour une partie de leur consommation d'électricité, de contrats dits « à partage de risque », selon lesquels le prix du kWh qui leur est fourni est fixé à 2,5 ¢/MWh, pour une période de 25 ans, période venant à échéance en 2014.

En contrepartie, les bénéficiaires de ces contrats versent une ristourne au fournisseur reliée au cours mondial de leur production (par exemple celui de l'aluminium de première fusion). La fourniture d'électricité qui n'est pas couverte par ces contrats spéciaux leur est vendue au tarif L, c'est-à-dire entre 4 et 4,23 ¢/kWh.

Le prix de la fourniture du kWh dans un contrat à partage de risque est équivalent au prix de la commodité sans les frais de transport et de distribution. Le volume du bloc d'énergie régi par les contrats à partage de risque est évalué à 20,8 TWh.

La situation – on pourrait dire le dilemme – qui se présente aux preneurs de décision, est donc la suivante :

- D'une part, les secteurs industriels grands consommateurs d'énergie, et plus particulièrement d'électricité, ont une contribution significative indéniable à l'activité économique du Québec;
- En contrepartie, ces industries disposant de contrats à partage de risque absorbent 33 % de l'électricité consommée par l'industrie, électricité qu'elles payent à un prix de loin inférieur au prix du marché nord-américain, tel que défini dans ce mémoire, cet écart étant assimilé par certains observateurs à une subvention consentie à ces industries.

Face à cette situation, deux attitudes opposées se sont manifestées au cours des dernières années :

- Le maintien d'un quasi statu quo, qui s'est exprimé par exemple par une attitude positive à l'égard de la cession de blocs importants d'électricité, permettant l'expansion d'alumineries, blocs vendus au tarif L, dans le cadre de transactions assorties d'avantages fiscaux et financiers;
- La remise en question de la contribution de ces industries à l'économie québécoise, relativement à d'autres activités qui auraient pu ou qui pourraient être entraînées par l'utilisation de l'éventuel manque à gagner financier qui résulte de la vente à ces industries de l'électricité à un prix inférieur à celui que l'on pourrait obtenir dans d'autres secteurs d'activité ou hors Québec. D'où la question à savoir si les tarifs consentis à ces industries peuvent et/ou doivent augmenter, et notamment quelle sera l'attitude à adopter lorsque les contrats à partage de risque viendront à échéance en 2014.

Pour éclairer la réflexion sur ce thème, nous proposons les observations suivantes :

- Arguments qui militent en faveur d'un prix consenti aux industries énergivores qui soit en deçà du prix du marché :
 - On note d'abord que le tarif connu comme étant celui des contrats à partage de risque ne comprend pas la ristourne, payée directement au fournisseur et entrant dans la rubrique « Autres revenus » des états financiers consolidés d'Hydro Québec, sans que le montant en soit connu du public;
 - La desserte de la grande industrie n'entraîne pas de coût de distribution;
 - Le péage payé pour le transport de type « timbre-poste » désavantage les industries situées relativement près des centrales. À noter que ce facteur s'ajoute au coût élevé de transport des autres intrants et des produits, défavorisant ainsi l'installation en région d'industries fortement consommatrices d'électricité.

- Les industries fortement consommatrices ont eu, et ont encore, une contribution au développement et à l'activité économique du Québec, surtout en région, même si elles restent relativement peu performantes en matière de création d'emploi.
- Arguments qui militent en faveur d'une hausse graduelle à moyen terme des tarifs de l'électricité payés par les industries fortement consommatrices :
 - L'émergence à relativement court terme d'un marché mondial du gaz naturel, grâce à son transport par navire méthanier et la construction d'installations portuaires de chargement et déchargement : les pays producteurs auront ainsi de plus en plus avantage à exporter leur gaz et à le vendre au prix du marché, plutôt que de le vendre sur place à un prix bas à des industries de première fusion des métaux;
 - L'existence de gisements importants d'économie d'énergie dans les procédés d'électrolyse utilisés dans la fusion de l'aluminium et du ferro-silicone;
 - La majorité des installations de ces industries ont encore une vie utile de plusieurs dizaines d'années, alors que l'investissement initial associé à leur réalisation constitue un coût irréversible (sunk cost). Dans ces conditions, une adaptation à une éventuelle hausse des prix de l'énergie serait sans doute moins coûteuse qu'une délocalisation, à condition toutefois que la hausse soit graduelle, et cohérente avec les contraintes incontournables du compte d'exploitation de l'industrie concernée.

En conclusion, nous croyons que les contrats à partage de risque peuvent être renégociés à leur échéance en tenant compte des facteurs ci-dessus mentionnés et notamment du prix du kWh dans les pays concurrents au moment de la renégociation.



Monsieur André Goyette, ing.
avec la collaboration de
Madame Diane Lavoie, ing.

Breton, Banville & Associés s.e.n.c.
375, boul. Sir-Wilfrid-Laurier
Mont-Saint-Hilaire (Québec)
J3H 6C3

Téléphone : (450) 464-2111
Télécopieur : (450) 464-0901

Econotec
Consultants

Monsieur Ivan P. Bergeron, ing.

Econotec
1280, avenue Bernard ouest, bureau 402
Outremont (Québec)
H2V 1V9

Téléphone : (514) 274-0106
Télécopieur : (514) 274-0022

Certifié
ISO 9001



375, boul. Laurier, Mont Saint-Hilaire (Québec) Canada J3H 6C3
Tél. : (450) 464-2111 • Téléc. : (450) 464-0901
bba@bba.ca • www.bba.ca