

**L'ouverture du marché d'exportation d'électricité québécoise :
réalité ou mirage à l'horizon**

par

Jean-Thomas Bernard

et

Joseph Doucet

GREEN

**Département d'économique
Université Laval
Ste-Foy, Québec
Canada, G1K 7P4**

Janvier 1998

Résumé

L'industrie de l'électricité subit une restructuration à l'échelle mondiale. La concurrence est introduite au niveau de la production alors que le transport et la distribution demeurent des monopoles réglementés par les gouvernements. Aux États-Unis, il y a déjà ouverture du marché de gros depuis le 1^{er} janvier 1997, c'est-à-dire du marché entre les producteurs et les distributeurs. L'ouverture du marché de détail se dessine déjà à l'horizon. Les États de la Nouvelle-Angleterre et celui de New York ont des prix de l'électricité supérieurs à la moyenne américaine alors que le Québec a des prix parmi les plus bas au monde. Dans son plan stratégique pour la période 1998-2002, Hydro-Québec présente l'ouverture du marché de gros aux États-Unis comme une opportunité de croissance de ses exportations vers ce marché et de leur rentabilité. Dans ce texte, nous soulignons la présence de deux facteurs qui limitent la rentabilité des exportations québécoises d'électricité qui pourraient découler de l'ouverture du marché américain : premièrement, il y a le mode de tarification du réseau de transport selon le coût moyen et deuxièmement, il y a la tarification québécoise de l'électricité qui favorise la consommation domestique plutôt que l'exportation.

Introduction

Nous assistons présentement à une restructuration de l'industrie électrique à l'échelle mondiale¹. Jusqu'à la fin des années quatre-vingt, l'électricité était généralement fournie par des entreprises intégrées verticalement de la production à la distribution. Ces entreprises de propriété soit publique, soit privée disposaient d'un monopole territorial et en contrepartie, elles étaient soumises à différentes formes de réglementation gouvernementale. La restructuration en cours est organisationnelle parce qu'elle porte sur le degré d'autonomie des divisions des entreprises, sur leur propriété ou encore sur les conditions d'entrée dans l'industrie ; de plus, elle est réglementaire parce qu'elle change la nature des liens entre les organismes mandatés de réguler ce secteur et les entreprises sujettes à cette réglementation.²

Cette restructuration de l'industrie de l'électricité s'inscrit dans un vaste courant mondial de déréglementation qui a frappé tour à tour divers secteurs depuis le début des années soixante-dix : l'aviation, le camionnage, le transport ferroviaire, les télécommunications, la câblo-distribution, le commerce des valeurs mobilières, les banques et la production de pétrole et du gaz naturel.³ Bien qu'il y ait eu des manifestations antérieures dans d'autres pays, la privatisation de l'industrie électrique de la Grande-Bretagne, accompagnée simultanément de l'ouverture de la production à la concurrence en 1990, constitue le point de démarcation servant à identifier la restructuration qui est en train de se réaliser un peu partout dans le monde.

En plus de s'inscrire dans le courant libéral moderne, les modifications qui sont apportées ou envisagées résultent à la fois de changements technologiques et de changements économiques. Sur le plan technologique, la possibilité de produire l'électricité à partir de turbines alimentées au gaz naturel dont la taille peut être réduite sans hausser de façon significative les coûts de production, a amené la remise en question des économies d'échelle en production et ainsi de la structure monopolistique de ce segment de l'industrie ; cependant, le transport et la distribution ont conservé leurs caractéristiques de monopole naturel.⁴ Associé à ce changement technologique, il est apparu un écart grandissant entre les tarifs d'électricité basés sur le coût moyen de service, qui reflète les décisions passées, et le coût marginal évalué pour les turbines au

gaz naturel. L'existence de tels écarts a amené les consommateurs, surtout les grands clients industriels, à demander un accès à ces nouvelles sources d'électricité qui permettent la réduction des coûts de fourniture.

Aux États-Unis, la responsabilité de réglementer l'industrie électrique est partagée entre le gouvernement fédéral et les gouvernements de chaque état. Le gouvernement fédéral réglemente les échanges entre les services d'électricité alors que les états réglementent les prix au niveau des consommateurs. Les changements technologiques et économiques qu'a connus cette industrie ont entraîné des débats et des modifications réglementaires à chacun des deux niveaux de gouvernement. Le Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a promulgué le règlement 888 qui a pris effet le 1^{er} janvier 1997 ; ce règlement définit les conditions sous-jacentes à l'ouverture du marché de gros de l'électricité entre les services de distribution et les fournisseurs. Au niveau des états, nous assistons à des discussions et des expériences limitées de libéralisation pour les consommateurs qui peuvent ainsi choisir leur fournisseur. Ces discussions ont cours surtout dans les états où les prix de l'électricité sont supérieurs à la moyenne américaine.⁵ L'étape la plus significative à cet égard est l'ouverture du marché de détail de l'électricité en Californie en 1998.⁶ L'ouverture du marché de détail, tout comme l'ouverture du marché de gros, présuppose l'accès aux réseaux de transport.

Depuis les tout premiers développements de l'industrie électrique québécoise au tournant du siècle, des liens d'interconnexion ont été créés avec les régions limitrophes, soit la province de l'Ontario, l'État de New York et les États de la Nouvelle-Angleterre. Ces interconnexions ont été utilisées principalement pour l'exportation du Québec vers ses voisins. Ainsi les ventes externes d'Hydro-Québec en 1996 ont rapporté 601 millions de \$, dont 481 millions de \$ provenaient des ventes aux États-Unis.⁷ Ces ventes externes ont alors constitué 7.8 % de la valeur totale des ventes de la société d'État.

Un nouveau contexte structurel et réglementaire est en train de s'implanter aux États-Unis et le Québec a adapté sa réglementation à cet effet. Quels impacts sur les exportations québécoises d'électricité peuvent résulter de ces changements ? Ces impacts découleront surtout

des modifications qui influenceront la rentabilité des exportations et c'est le critère adopté dans cet article pour analyser cette question. La rentabilité quant à elle repose sur deux variables, soit les prix à l'exportation et les coûts pour rendre ce service disponible. L'accent est d'abord mis sur l'ouverture du marché de gros, qui a déjà été approuvée par le FERC, et ensuite sur celui de détail, qui est encore à l'état embryonnaire. Hydro-Québec se montre très confiante d'accroître ses exportations et leur rentabilité dans ce nouvel état du marché.⁸ Est-ce que cet optimisme est justifié par des changements prévisibles de prix et de coûts à l'exportation ?

Voilà le sujet qui est étudié dans les trois sections suivantes. La première section introduit les données actuelles du marché considéré, à savoir, les prix, les coûts de production et les échanges entre les régions concernées. La seconde section contient une présentation des éléments du règlement 888, promulgué par FERC, qui portent sur le commerce entre les services d'électricité ; cette présentation est suivie d'une discussion des implications pour un participant comme Hydro-Québec. Dans la troisième section, nous considérons comment l'ouverture du marché de gros, qui semble se muter en ouverture du marché de détail dans certains états du nord-est américain, pourrait influencer le Québec en tant que région exportatrice d'électricité à plus long terme. En conclusion nous soulignerons les limites de l'évolution actuelle des marchés externes pour le Québec.

Section I : Les données de base du marché

La disponibilité de vastes ressources hydroélectriques bénéficiant d'un avantage de coûts par rapport aux autres modes de production de l'électricité, comme l'énergie fossile et nucléaire, ont profondément marqué l'histoire économique, politique et industrielle du Québec. Ces ressources ont été développées selon un ordre croissant de coûts par des entreprises publiques et privées. Depuis les nationalisations de 1944 et de 1962, la presque totalité de ces ressources hydroélectriques est devenue sous le contrôle d'Hydro-Québec, la société d'État qui a le mandat de produire, transporter et distribuer l'électricité à la grande majorité des consommateurs québécois. À la fin de 1996, Hydro-Québec avait une puissance installée de 31413 MW, dont 29220 MW ou 93% était de source hydroélectrique.⁹

L'accès à des ressources hydroélectriques et le cadre institutionnel entourant leur développement ont permis à Hydro-Québec d'offrir l'électricité à ses clients québécois à des prix parmi les plus bas au monde.¹⁰ Ces différences sont particulièrement évidentes lorsque les prix moyens de l'électricité au Québec sont comparés à ceux des régions voisines. Cette information apparaît au tableau 1 et il peut être constaté que les consommateurs québécois bénéficient d'un avantage de prix de l'ordre de 31 % par rapport au Nouveau-Brunswick, de 55 % pour l'Ontario, de 180 % pour le Massachusetts et de 207 % pour l'État de New York. Ces écarts de prix sont tout à fait considérables pour des régions contiguës et ils reflètent en bonne partie les coûts moyens de production propres à chaque région.¹¹

Sur la base de cet avantage de coût, Hydro-Québec a fourni des ventes régulières de 8.97 TWh et des ventes de court terme de 15.09 TWh aux régions voisines en 1995.¹² Les ventes régulières sont réalisées à partir de contrats de long terme et les prix et les quantités sont généralement stables année après année pour la durée des contrats. Les ventes de court terme reflètent les conditions immédiates du marché et il s'ensuit que les prix et les quantités fluctuent constamment. Cependant, comme les activités des services publics d'électricité sont réglementées aux États-Unis, ces prix ne sont pas le résultat des opérations d'un marché libre. En 1995, le prix moyen associé aux ventes régulières fut de 3.26 ¢/kWh et celui des ventes de court terme fut de 2.35 ¢/kWh. Depuis 1992, il y a un surplus de capacité dans l'ensemble de ces régions et les prix de court terme suivent de près les coûts d'opération des centrales thermiques. En 1995, les exportations d'Hydro-Québec ont constitué 14.5% de ses ventes et 8.5% de ses revenus. À l'exception du Nouveau-Brunswick, les parts occupées par la production fournie par la société d'État dans les régions importatrices sont très modestes.¹³

Les écarts considérables de prix de l'électricité qui perdurent entre ces régions nous indiquent que les conditions d'ouverture du marché n'ont certainement pas été réunies à ce jour. Nous sommes très loin de retrouver une manifestation de la loi d'un seul prix qui devrait prévaloir lorsque les marchés sont parfaitement intégrés. Les différences de prix et de coûts entre le Québec et ses voisins montrent que cette province pourrait accroître de façon très rentable ses exportations. Par le passé, il existait des barrières qui ont bloqué la réalisation de ce potentiel.¹⁴

Est-ce que les changements structurels en cours de réalisation vont réduire les effets de ces barrières et ainsi permettre une hausse des exportations d'Hydro-Québec vers ses voisins, en particulier, les voisins américains ? La deuxième section analyse cette question dans le contexte de la déréglementation du marché de gros qui est amorcée alors que la troisième l'analyse dans le contexte de la déréglementation du marché au détail qui se pointe déjà à l'horizon.

Section 2 : la déréglementation du marché de gros et le court terme

La mise en application du règlement 888 du FERC le 1^{er} janvier 1997 a donné lieu à l'ouverture du marché de gros aux États-Unis. Voici en résumé la signification de ce règlement : tout distributeur ou arbitragiste autorisé peut acheter l'électricité du producteur ou arbitragiste autorisé de son choix. De façon similaire, tout producteur ou arbitragiste autorisé peut vendre à un distributeur ou à un arbitragiste autorisé qui le désire. Ceci consacre l'ouverture des réseaux de transport qui relient les producteurs et les distributeurs avec ou sans l'intermédiaire des arbitragistes.

Cette ouverture a posé de façon explicite le problème de la tarification de l'usage des réseaux de transport parce que les transactions entre les agents identifiés au paragraphe précédent impliquent que l'électricité doit passer par les réseaux de transport. Auparavant ce coût était compris dans les tarifs des services publics d'électricité qui étaient intégrés verticalement et il n'y avait pas d'identification explicite des composantes reliées à la production, au transport et à la distribution. La tarification des réseaux de transport est particulièrement complexe à cause de la nature même des flux d'électricité qui se distribuent à travers les fils selon le degré de résistance, de la coordination requise entre les divers intervenants, de la fiabilité à assurer et de la présence d'économies d'échelle dans la confection des réseaux.¹⁵

Face à ce haut degré de complexité et en l'absence de consensus au sujet des principes de tarification à adopter, le FERC a opté pour une approche simple et compatible avec l'orientation générale de la nouvelle politique, à savoir, l'ouverture des marchés de gros . Les principaux éléments de cette approche sont les suivants:

- i) La tarification de l'usage des réseaux de transport d'électricité doit être non discriminatoire, c'est-à-dire, le propriétaire d'un réseau doit offrir les mêmes tarifs et conditions d'accès à tous les participants, incluant lui-même lorsqu'il est un utilisateur.
- ii) La tarification des réseaux de transport est établie sur la base des coûts encourus par les services publics qui les ont érigés. La tarification repose donc sur les coûts moyens.
- iii) Le prix pour le service de transport associé à une transaction est basé sur le cheminement de l'électricité spécifié au contrat même si l'électricité comme telle ne suivra pas nécessairement ce cheminement. Il n'y a pas de reconnaissance de contraintes de capacité qui peuvent amener l'électricité à dévier du sentier prévu au contrat.

En vertu du règlement 888A¹⁶, le FERC a imposé comme conditions d'admissibilité aux services d'électricité étrangers désireux d'exporter aux États-Unis non seulement d'ouvrir de façon non discriminatoire leurs réseaux de transport, mais aussi d'offrir la réciprocité en ce qui concerne l'ouverture de leur propre marché de gros pour les producteurs américains. Ces derniers doivent être à même de participer à la compétition auprès des distributeurs canadiens comme les producteurs canadiens le peuvent auprès des distributeurs américains. Jusqu'à présent, l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Québec ont reçu leur autorisation du FERC. Par contre Hydro-Ontario a vu sa demande refusée parce que le degré d'ouverture de son marché de gros a été jugé insuffisant par le FERC.¹⁷

L'objectif recherché par la politique d'ouverture du marché de gros est de permettre aux distributeurs de réduire leurs coûts d'approvisionnement en énergie électrique pour ensuite la revendre à leurs clients. Les modalités d'implantation de la politique favorisent en général l'atteinte de cet objectif. Par contre, l'adoption du principe de tarification des réseaux de transport selon les coûts moyens par service d'électricité va créer des distorsions et ainsi empêcher la réalisation d'économies qui seraient accessibles. C'est cette proposition de nature générale qui est maintenant développée.

Pour qu'un distributeur donné puisse réduire ses coûts d'approvisionnement en énergie électrique au minimum, il faut que ce distributeur utilise les différentes sources accessibles selon

un ordre croissant de coûts. Ces coûts incluent à la fois la production et le transport parce que ce sont les coûts totaux de l'énergie livrée à son réseau qui importent. Pour fin de discussion, l'attention est centrée principalement sur le coût du transport. Un réseau de transport d'électricité est un ensemble de fils conducteurs qui relient les centrales de production aux réseaux de distribution. Les pertes d'énergie dues à la résistance, qui se manifestent sous forme de chaleur dissipée dans l'atmosphère, varient directement selon la quantité d'énergie en transit et selon la distance pour un niveau de voltage donné. La capacité de transit d'une ligne de transport ne peut pas être excédée sans mettre en cause sa fiabilité. Le coût initial des lignes de transport est élevé, par contre le coût d'opération est très faible en l'absence de goulots d'étranglement. Ce coût d'opération est surtout associé aux pertes d'énergie qui sont justement minimisées en faisant appel à la haute tension. En l'absence de goulots d'étranglement, le tarif de transport selon le coût moyen est supérieur au coût marginal, alors qu'en présence de goulots d'étranglement sur les lignes, il peut être inférieur. L'existence de contraintes de capacité sur les lignes de transport implique que les centrales de génération qui sont accessibles ne peuvent pas être mises en opération selon l'ordre croissant de leur coût d'opération, incluant le coût implicite de remplacement de l'eau pour un système hydroélectrique. L'apparition de telles contraintes peut justement signaler l'opportunité d'accroître la capacité des lignes de transport ou encore de localiser différemment les nouvelles unités de génération.

Si nous faisons abstraction des importations canadiennes, il peut être constaté que le système de tarification des réseaux de transport selon le coût moyen n'entraîne pas la minimisation des coûts d'approvisionnement en énergie électrique par les services de distribution américains. Des producteurs qui ont des coûts d'opération faibles, peuvent être exclus d'une transaction lorsque le coût marginal de transport est inférieur au coût moyen, c'est-à-dire en l'absence de goulots d'étranglement. Par contre, il est possible que des producteurs à coûts élevés participent à une transaction lorsque le coût moyen de transport est inférieur au coût marginal, c'est-à-dire en présence des goulots d'étranglement. Comme les périodes de pointe sont relativement de courte durée, il s'ensuit que le coût moyen de transport surestime fréquemment le coût marginal. De plus les producteurs situés près d'un distributeur sont favorisés par l'effet additif des tarifs de transport.

Quelles sont les implications de la tarification de l'usage des réseaux de transport selon les coûts moyens pour les perspectives d'exportation aux États-Unis par Hydro-Québec ? Cette question est analysée en trois étapes : premièrement, il y a une brève présentation des principales caractéristiques du réseau de transport d'Hydro-Québec en mettant en évidence les aspects reliés aux coûts. Deuxièmement, les implications de la tarification du réseau de transport selon le coût moyen seront élaborées comme tel et troisièmement, une comparaison de la nouvelle situation avec celle qui prévalait avant l'ouverture du marché de gros aux États-Unis est présentée.

La société d'État québécoise ne dispose pas d'un réseau de transport en forme de toile d'araignée comme c'est le cas pour beaucoup de services d'électricité américains. La configuration de son réseau de transport à haute tension a été dictée en bonne partie par la localisation des centrales hydroélectriques. Les lignes à haute tension servent à relier les centrales hydroélectriques situées sur les rivières qui coulent dans le bouclier canadien au nord du fleuve St-Laurent, aux points de consommation qui se retrouvent principalement au sud de la province. Les pertes d'énergie associées au transport sur les lignes à haute tension sont en moyenne très faibles, soit de l'ordre de 2 à 5%. Par contre la traversée du Saint-Laurent présente souvent des contraintes de capacité. En période de pointe, les pertes sur les lignes à haute tension peuvent atteindre 10 à 15%.

Le coût moyen du réseau de transport d'Hydro-Québec, qui est élevé à cause de la distance entre les centrales hydroélectriques et les points de consommation, reflète très rarement le coût marginal d'usage de ce réseau. De plus, les écarts entre le coût marginal et le coût moyen sont plus importants que dans les réseaux thermiques à cause du coût moyen qui est plus élevé que pour ces derniers. La demande d'électricité au Québec, à cause de son faible prix, a une composante significative de chauffage et son niveau est particulièrement élevé durant la saison froide. Il s'ensuit que le coût marginal d'usage du réseau de transport est élevé durant les mois d'hiver et faible durant les mois d'été. Nous retrouvons la situation inverse dans le nord-est américain puisque la demande d'électricité dans cette région a une composante de climatisation qui est plus importante que la composante de chauffage. Le coût moyen du réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec ne reflète pas son coût d'usage, tout comme aux États-Unis

d'ailleurs. Il est possible que des ventes rentables ne seront pas réalisées à cause du mauvais signal de prix au niveau du transport. L'inverse peut également survenir. Ainsi à cause de l'accès non discriminatoire au réseau, il est concevable qu'Hydro-Québec sera amenée à acheminer de l'électricité sur son réseau de transport au moment où le coût d'usage est plus élevé que le coût moyen. L'importance des distorsions dans les décisions d'exportations québécoises d'électricité de court terme va aller en s'accroissant. Comme il peut être aperçu au tableau 2, 37% des exportations d'électricité d'Hydro-Québec en 1995 ont pris la forme d'électricité régulière sur la base de contrats de long terme. Avec l'ouverture du marché, il est attendu que l'accent sera davantage placé sur le court terme que sur le long terme.

Avant l'ouverture du marché de gros aux États-Unis, Hydro-Québec a exporté l'électricité en adoptant une approche de maximisation de profit pour le marché et donc de minimisation de coûts. Pour les échanges de court terme, une telle approche impliquait qu'Hydro-Québec était disposée à vendre l'énergie électrique lorsque le prix à l'exportation était supérieur au coût de remplacement de l'eau dans les barrages additionné aux pertes d'énergie sur les lignes de transport. Pour les échanges réguliers, le prix à l'exportation devait couvrir à la fois le coût des investissements additionnels pour la production et le transport requis pour rendre cette électricité disponible durant la durée du contrat. Ces coûts étaient associés aux coûts de devancement des centrales hydroélectriques.

Notons qu'un seul tarif pour l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec a été retenu pour l'usage du réseau d'Hydro-Québec et qu'aucune différence à l'intérieur de la province n'est prise en compte. Ces dernières peuvent être significatives. Il coûte moins cher d'exporter aux États-Unis à partir des centrales localisées au sud de la province, surtout au sud du fleuve Saint-Laurent. De plus, les coûts des grandes lignes de transport reliant les centrales de la Baie James, de Manicouagan-Outardes et de Churchill Falls aux postes de répartition situés près des villes au sud ne sont pas pertinents dans une perspective d'exportation et ils devraient plutôt être reconnus comme des coûts de production. Une telle réallocation de coûts permettrait de réduire l'évaluation du coût moyen de transport sur laquelle repose le tarif d'usage du réseau pour fin d'exportation.¹⁸ Puisqu'Hydro-Québec minimisait l'ensemble de ses coûts, incluant les

coûts de transport, dans ses décisions d'exportation avant l'ouverture du marché de gros aux États-Unis, l'adoption de la tarification de son réseau de transport selon le coût moyen ne peut pas améliorer le calcul des coûts au Québec et dans ce sens, l'impact du côté québécois ne peut être que négatif.

L'augmentation de la profitabilité de l'exportation doit donc venir d'une amélioration des opportunités du côté américain. Rappelons que l'ouverture des marchés de gros vise justement à faire baisser les prix là où ils sont élevés. Les prix dans le nord-est sont parmi les plus hauts aux États-Unis et les pressions sur les prix seront donc à la baisse. Le Département américain de l'énergie prévoit que le prix réel moyen de l'électricité aux États-Unis va chuter au rythme de 1.2% par année au cours de la période 1996-2005.¹⁹ L'effet sur la profitabilité unitaire des exportations sera donc négatif et cet effet négatif réduira d'autant l'attrait de ce marché. Dans le cas particulier d'Hydro-Québec, il est possible que le libre accès au marché permette la réalisation de transactions qui étaient limitées par des barrières institutionnelles ou encore que certains contrats d'électricité régulière soient remplacés par des échanges de court terme plus rentables. Il demeure que l'effet général associé à l'ouverture du marché est d'amener une réduction des prix.

Il est évident que les nouvelles règles du commerce de gros ont été conçues et imposées par les États-Unis, incluant le mode de tarification des réseaux de transport. Si des changements devaient être apportés pour mieux refléter la réalité économique de l'usage des réseaux de transport, l'initiative devra venir des États-Unis.²⁰ Cet aspect est plus important pour Hydro-Québec que pour la plupart des autres réseaux à cause de l'éloignement de centrales hydroélectriques des points de consommation qui fait augmenter le coût moyen de son réseau de transport.

Section 3 : la déréglementation du marché de détail et le long terme

L'ouverture du marché de gros constitue la réponse du FERC, organisme fédéral responsable de la régulation des échanges entre les services d'électricité, aux pressions exercées par les consommateurs résidants dans les régions où les prix de l'électricité sont relativement élevés. L'ouverture du marché de gros et du réseau de transport au Québec découle des exigences posées par le FERC, car Hydro-Québec doit satisfaire ces exigences pour être à même de continuer d'exporter aux États-Unis. Les commissions des services publics des états ont la responsabilité de régler les tarifs d'électricité pour des consommateurs. À ce niveau également des pressions sont exercées pour obtenir des réductions de prix dans les régions où les prix de l'électricité sont supérieurs à la moyenne nationale. Il semble que la réponse des états à ces pressions sera aussi l'ouverture du marché de détail. À la conférence de 1997 sur les perspectives de l'industrie de l'électricité organisée par Washington International Energy Group, 86% des participants ont jugé inévitable l'ouverture du marché de détail de l'électricité. L'État du Maine a déjà adopté une loi ouvrant le marché de détail, les cinq autres États de la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York ont déposé des projets de loi dans ce sens.

Est-ce que le Québec encore une fois s'adaptera comme l'Ontario s'apprête à le faire ? Il y a très peu d'intérêt au Québec pour la déréglementation du marché de détail de l'électricité.²¹ La raison en est très simple : les tarifs de l'électricité sont parmi les plus bas au monde et les consommateurs ne s'en plaignent pas.²² Il n'y aura donc pas d'ouverture du marché québécois de détail, tout au moins pas dans un avenir prévisible. Dans son plan stratégique couvrant la période 1998-2002, Hydro-Québec a choisi comme première orientation de maintenir le tarif et la qualité de service au Québec.²³

« Cette orientation réitère le pacte social québécois en matière d'électricité, fondé sur les acquis de la valorisation de l'électricité. Les éléments qui constituent ce pacte et qu'Hydro-Québec réaffirme sont :

- *des tarifs uniformes, par catégories de clients, sur l'ensemble du réseau ;*

- *la stabilité tarifaire assurée par la filière hydroélectrique pour toutes les catégories de clients ;*
- *des tarifs bas, particulièrement dans le milieu résidentiel ;*
- *la propriété publique de l'entreprise. »*
-

Hydro-Québec participera donc au marché de l'exportation à travers les opérations du marché de gros et non du marché de détail.

À long terme, le prix de l'électricité sur le marché de gros dans le nord-est américain devrait s'établir au niveau du coût marginal des nouvelles sources d'approvisionnement. Il est évident que les coûts moyens présentés au tableau 1 reflètent les coûts des installations réalisées antérieurement et qu'ils ne nous informent pas sur les coûts des équipements qui sont maintenant considérés pour installation dans un proche avenir. Le coût à la marge des nouveaux équipements électriques alimentés au gaz naturel comme source d'énergie est estimé à 3.0 ¢/kWh (\$ américains) ou 4.2 ¢/kWh (\$ canadiens).²⁴ Avec un coût moyen de transport de 1.53 ¢/kWh,²⁵ la différence entre le coût de production des centrales alimentées au gaz naturel et le coût moyen de transport, soit le prix net qui sera reçu par un producteur québécois, s'établit à 2.67 ¢/kWh. Dans ces conditions, il est très difficile de concevoir qu'il existe encore des quantités significatives de nouvelles ressources hydroélectriques qui pourraient être développées de façon rentable pour fin d'exportation à long terme. Cette conclusion s'applique également aux producteurs privés qui voudraient s'établir en territoire québécois.

Ceci ne signifie pas que, même en l'absence de développement de nouvelles ressources hydroélectriques, il ne pourrait pas exister de nouveaux échanges de long terme entre Québec et les états américains au sud de la frontière québécoise. À cause des différences de pointe de demande entre les deux régions, le Québec pourrait acheter l'électricité durant la saison froide et en vendre durant la période estivale. Les différences de coûts entre les deux régions au cours d'une année rendront rentables de telles opérations d'arbitrage à partir des immenses réservoirs québécois.

Il demeure que la source d'approvisionnement d'électricité pour l'exportation d'électricité qui est la plus accessible au Québec est celle qui proviendrait de la réduction de la consommation suite à une hausse de prix qui refléterait le coût marginal des ressources. Comme il a été indiqué plus haut, une telle orientation tarifaire ne reçoit pas le support de la majorité des Québécois, même si elle pourrait accroître le niveau réel de bien-être économique de l'ensemble de la population.²⁶

Conclusion

Nous assistons présentement à l'ouverture du marché de l'électricité aux États-Unis. L'ouverture du marché de gros est en cours de réalisation et celle du marché de détail apparaît à l'horizon. Le Québec dispose de vastes ressources hydroélectriques qui ont pu être développées à un coût avantageux par rapport aux autres sources d'électricité. Il en a résulté des prix de l'électricité parmi les plus bas au monde. Par contre le nord-est américain a peu de ressources endogènes pour produire de l'électricité et les prix y sont très élevés. Les conditions économiques favorables aux échanges sont réunies et il semble que le Québec pourrait y accroître de façon rentable l'exportation de son électricité.

Dans ce texte, nous soulignons deux facteurs en particulier qui devraient limiter l'attrait du marché américain de l'électricité pour le Québec. Le premier porte sur la tarification de l'usage des réseaux de transport de l'électricité selon le coût moyen suite aux dispositions adoptées par le FERC. Le second porte sur le fait que le marché interne du Québec ne sera pas restructuré de manière à ce que le prix de l'électricité au niveau des consommateurs reflète le coût marginal de développement des nouvelles sources d'électricité. Les équipements qui font appel au gaz naturel offrent d'ailleurs une concurrence très vive aux ressources hydroélectriques qui pourraient encore être développées de façon rentable pour l'exportation.

L'industrie électrique est maintenant dans une période de transition. La tarification du réseau de transport selon le coût moyen a été adoptée pour répondre à l'objectif de base qui demeure l'ouverture des marchés. Si ce mode de tarification devait causer des problèmes sérieux par rapport à l'objectif recherché, il est probable que les organismes réglementaires seront amenés à apporter des ajustements. Cependant, il demeure que ce problème est plus important au Québec qu'aux États-Unis pour les raisons énoncées plus haut.

Tableau 1

**Prix pour l'ensemble des consommateurs et coût de production de l'électricité
(moyenne par région en ¢/kWh)**

	Prix ^a	Coût de production ^b
Québec	5.1	2.5
Ontario	7.9	4.2 ^c
Nouveau-Brunswick	6.7	3.4 ^c
Maine	13.5	10.8 ^c
New Hampshire	16.6	7.7
Vermont	13.5	5.7
Massachusetts	14.3	8.6
Rhodes Island	14.7	8.8
Connecticut	14.9	8.1
New York	15.7	8.2

Note :

a Les prix de 1995 sont exprimés en dollars canadiens de 1997

b Les coûts sont exprimés en dollars canadiens de 1997.

c Information fournie par Hydro-Québec

Source : Hydro-Québec (1997 a,b)

Tableau 2
Exportations d'Hydro-Québec par région et par type et prix moyens en 1995

	Régulières	Court terme	Prix moyen pour l'ensemble des transations
	TWh	TWh	¢/kWh
Ontario	0.49	0.05	4.16
Nouveau-Brunswick	0.00	6.46	2.26
État de New York	0.22	6.47	2.59
Nouvelle-Angleterre	8.27	2.09	2.94
Total :	8.97	15.09	2.69

Source : Gouvernement du Québec (1997).

Notes

¹ Pour une revue de la situation actuelle à ce sujet, voir Pollitt (1997).

² Joskow (1997) présente l'évolution ainsi que les enjeux de la restructuration de l'industrie américaine de l'électricité.

³ Winston (1993) passe en revue l'évolution récente dans chacun de ces secteurs aux États-Unis.

⁴ L'étude de Joskow et Schmalensee (1983) fut l'une des premières à signaler la diminution de l'importance du rôle joué par les économies d'échelle au niveau de la production de l'électricité dans le contexte de l'industrie américaine.

⁵ Comme par exemple dans l'État de la Californie, l'État de New York et les États de la Nouvelle-Angleterre.

⁶ L'ouverture prévue initialement pour le 1^{er} janvier 1998 a été reportée de quelques mois. Elle est maintenant prévue pour le 1^{er} avril 1998.

⁷ Hydro-Québec, Rapport annuel 1996.

⁸ Hydro-Québec compte augmenter ses ventes externes de 14 à 20 TWh de 1997 à 2002. Voir Hydro-Québec (1997a).

⁹ Par contrat, Hydro-Québec dispose également de la presque totalité de la capacité de la centrale hydroélectrique de Churchill Falls d'une puissance nominale de 5428 MW. C'est une source d'approvisionnement en électricité à un prix très faible pour Hydro-Québec. Le contrat a une durée de 65 ans.

¹⁰ Au Canada, le Manitoba et la Colombie-Britannique qui ont également accès à des ressources hydroélectriques importantes, présentent des tarifs semblables à ceux d'Hydro-Québec.

¹¹ Les prix comprennent non seulement les coûts moyens de production, mais aussi les coûts moyens de transport et de distribution.

¹² Le Québec fut un importateur net d'électricité en 1995 avec des importations de 30,5 TWh et des exportations de 24,06 TWh. La presque totalité des importations est reliée au contrat d'achat d'électricité garantie de la centrale Churchill Falls au Labrador. Les achats auprès des autres régions sont de l'ordre de 1 à 2 TWh par année.

¹³ La demande d'électricité d'Ontario, celle de l'État de New York et celle des États de Nouvelle-Angleterre sont du même ordre de grandeur que celle du Québec qui fut de 145 TWh en 1995.

¹⁴ Le mandat premier d'Hydro-Québec était et demeure de fournir l'électricité aux consommateurs québécois tout en respectant les critères de saine gestion financière.

L'exportation fut donc une activité secondaire. Aux États-Unis, l'électricité était fournie par des entreprises qui sont intégrées verticalement et qui sont réglementées sur la base du rendement. Elles avaient donc intérêt à développer leurs propres sources de production.

¹⁵ Pour une discussion de ces sujets dans le contexte américain, voir The Electricity Journal, Special issue on transition for transmission, November 1996.

¹⁶ Il s'agit d'une partie du règlement 888.

¹⁷ Il est possible que le statut de la demande d'Hydro-Ontario changera suite au dépôt de la nouvelle politique du gouvernement de l'Ontario (1997) qui vise à ouvrir le marché de détail de l'électricité de cette province pour l'an 2000 avec concurrence au niveau de la production.

¹⁸ Les producteurs privés québécois bénéficieraient certainement d'une telle initiative.

¹⁹ Voir Energy Information Agency (1997).

²⁰ Voir Pierce (1997).

²¹ Voir Bernard et Roland (1996).

²² La rente associée aux ressources hydroélectrique s'en trouve dissipée à travers les prix peu élevés de l'électricité. Voir Bernard et Roland (1997).

²³ Hydro-Québec (1997a, p. 25).

²⁴ Le facteur d'utilisation sous-jacent à ces calculs est élevé, c'est-à-dire supérieur à 80 %.

²⁵ Hydro-Québec (1997a, p 27).

²⁶ Pour une discussion des implications découlant de l'application de la tarification de l'électricité selon le coût marginal au Québec, voir Bernard et Chatel (1985).

Références

- BERNARD, J.-T. et J. CHATEL, « The Application of Marginal Cost Pricing Principles to a Hydro-Electric System : The Case of Hydro-Québec », Ressources and Energy, vol. 7, no 4, December 1985, pp. 353-375.
- BERNARD, J.-T. et M. ROLAND, « Vers une libéralisation du marché québécois de l'électricité : Peu d'intérêt pour la déréglementation », Policy Options politiques, vol. 17, no 3, avril 1996, pp. 7-10.
- BERNARD, J.-T. et M. ROLAND, « Rent Dissipation Through Electricity Prices of Publicly-Owned Utilities », Revue canadienne d'économie/Canadian Journal of Economics. Vol. XXX, N° 4b, novembre 1997, pp. 1204-1219.
- Energy Information Administration (1997), « Early release of the annual energy outlook 1998 », Internet : <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo98/earlyrel.html> (tables A1-A3) (extrait de ce site le 12 janvier 1998).
- Government of Ontario, Direction for Change, Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario, Toronto, Ontario, November 1997.
- Gouvernement du Québec, L'énergie au Québec, édition 1997, Ministère des ressources naturelles, Québec, 1997.
- Hydro-Québec, Rapport annuel 1996, Montréal, Québec,
- Hydro-Québec, Plan stratégique 1998-2002, Montréal, Québec, 1997a.
- Hydro-Québec, L'énergie : un métier québécois, un marché mondial, brochure d'information, 8 pages, 1997b.
- JOSKOW, P.L. « Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector », The Journal of Economic Perspectives, Summer 1997, Vol. 11, N° 23, pp. 119-138.
- JOSKOW, P.L. et R. SCHMALENSEE, Markets for Power : An Analysis of Electric Utility Regulation, Cambridge, MA : MIT Press, 1983.
- PIERCE, R.J. Jr, « FERC Must Adopt an Efficient Transmission Pricing System », The Electricity Journal, vol. 10, no 8, October 1997, pp. 79-85.
- POLLITT, M.G. « The Impact of Liberalization on the Performance of the Electricity Supply Industry: An International Survey », The Journal of Energy Literature, Vol. 111, N° 2, December 1997, pp. 3-31.
- The Electricity Journal, Special issue on transition for transmission, vol. 9, no 9, November 1996.

WINSTON, C. « Economic Deregulation : Days of Reckoning for Microeconomists », Journal of Economic Literature, vol. XXI, no 1, September 1993, pp. 1263-1289.