

Collection Environnement et Géologie, Volume 24
Duchesne, S., Hénault, M. et Varin, H., éds
Association des biologistes du Québec
© 2000

Côte-Nord

6211-03-061

11

L'OUVERTURE DU MARCHÉ D'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE : RÉALITÉ OU MIRAGE À L'HORIZON

par

Jean-Thomas Bernard

et

Joseph Doucet

GREEN
Université Laval
Pavillon de Sève
Sainte-Foy (Québec) G1K 7P4

Résumé

L'industrie de l'électricité est dans une phase de restructuration à l'échelle mondiale. Le changement le plus important est l'introduction de la concurrence au niveau de la production. L'objectif principal de ce changement est la réduction des coûts, ce qui entraînera éventuellement des réductions de prix. Aux États-Unis, le marché de gros, c'est-à-dire celui entre les producteurs et les distributeurs, est ouvert depuis le 1^{er} janvier 1997. Hydro-Québec présente l'ouverture du marché de gros américain comme une opportunité de croissance de ses ventes vers le marché du nord-est américain. Cette vision est basée en grande partie sur les différences importantes qui existent entre les prix dans cette région et au Québec. Dans ce texte, nous soulignons le rôle de deux facteurs qui limitent la rentabilité des exportations québécoises d'électricité dans le contexte d'ouverture : 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. Ces deux facteurs illustrent l'importance du recours à des bons signaux de prix pour assurer l'allocation efficace de ressources.

Introduction

Présentement, nous assistons à un changement structurel important de l'industrie électrique qui ouvre la porte à la concurrence au niveau de la production¹. Jusqu'à la fin des années quatre-vingt, l'électricité était fournie par des entreprises intégrées verticalement de la production à la distribution. Ces entreprises de propriété publique ou privée disposaient d'un monopole territorial et en contrepartie, elles étaient soumises à différentes formes de réglementation gouvernementale. La restructuration en cours porte sur les mécanismes de détermination du prix de l'électricité au niveau de la production, les conditions d'entrée dans l'industrie, le degré d'autonomie des divisions des entreprises et possiblement leur propriété.

Le rôle accru de la concurrence dans l'industrie de l'électricité s'inscrit dans un vaste courant mondial de déréglementation qui a touché divers secteurs depuis le début des années soixante-dix : l'aviation, le camionnage, le transport ferroviaire, les télécommunications, la câble-distribution, le commerce des valeurs mobilières, les banques et la production de pétrole et du gaz naturel². Bien qu'il soit possible de trouver des manifestations antérieures dans d'autres pays, comme le Chili, la privatisation de l'industrie électrique de la Grande-Bretagne, accompagnée simultanément de l'ouverture de

D-5

la production à la concurrence en 1990, constitue le point de démarcation servant à identifier la restructuration qui se manifeste un peu partout dans le monde.

En plus de s'inscrire dans le courant libéral moderne, les modifications qui sont apportées ou envisagées pour l'industrie de l'électricité résultent également de changements technologiques et économiques propres à ce secteur. 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 unitaires de production, a entraîné la remise en question de l'importance des économies d'échelle au niveau de la production et ainsi de la structure monopolistique de ce segment de l'industrie³. Associé à ce changement technologique, un écart grandissant s'est créé 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. Notons toutefois que l'impact structurel et concurrentiel de ces changements technologiques et les écarts de coûts sont limités au secteur de la production de l'électricité. Les secteurs de transport et de distribution ont conservé leurs caractéristiques de monopole naturel, d'où l'importance de l'analyse de l'impact des tarifs de transport sur les changements structurels suggérés par la nouvelle concurrence dans le secteur de la production.

Aux États-Unis, la responsabilité d'assurer le contrôle de l'industrie électrique est partagée entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des états. 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 suscité des débats et des modifications réglementaires à chacun des deux niveaux de gouvernement. Ainsi, 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 fournisseurs et les services de distribution. Dans certains états, nous assistons déjà à la libéralisation du marché de détail qui permet aux consommateurs de choisir leur propre fournisseur d'électricité. L'étape la plus significative à cet égard fut l'ouverture du marché de détail de la Californie en avril

1998. L'ouverture du marché de détail, tout comme l'ouverture du marché de gros, présuppose l'accès aux réseaux de transport qui établissent les liens entre les demandeurs et les fournisseurs répartis sur le territoire.

Depuis les tout premiers développements de l'industrie électrique québécoise au tournant du siècle, des interconnexions ont été établies avec les régions limitrophes, soit la province de l'Ontario, l'État de New York et les États de la Nouvelle-Angleterre. La capacité de ces interconnexions a été haussée de façon significative au début des années quatre-vingt et elle est utilisée principalement pour l'exportation du Québec vers ses voisins. Ainsi les ventes externes d'Hydro-Québec en 1997 ont rapporté 596 millions de \$, soit 7.5% de la valeur totale de ses ventes⁴. Suite à la promulgation du règlement 888 par le FERC, Hydro-Québec tout comme BC Hydro et les producteurs privés de l'Alberta, ont obtenu leur permis du FERC pour transiger sur le marché de gros américain.

Un nouveau contexte structurel et réglementaire est donc en voie d'implantation aux États-Unis et les deux éléments les plus significatifs sont la concurrence au niveau de la production supportée par l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport et la libre entrée de nouveaux fournisseurs. L'intérêt principal du présent article est de faire la lumière sur les impacts que ces changements structurels et réglementaires pourront avoir sur les exportations québécoises d'électricité. Ces impacts découleront surtout des modifications qui influenceront la rentabilité des exportations québécoises 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. Hydro-Québec se montre très confiante d'accroître ses exportations et leur rentabilité dans ce marché nouvellement ouvert à la concurrence⁵. Est-ce que cet optimisme est justifié par des changements prévisibles de prix et de coûts à l'exportation? C'est l'objet de notre analyse.

Voici l'ordre de la présentation : 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 traite du règlement 888, promulgué par le FERC, et des implications pour un participant comme Hydro-Québec. Dans la troisième section, nous expliquons comment la tarification dans le marché du détail au Québec limite les possibilités d'exportation. En

conclusion nous soulignerons les limites de l'évolution des marchés externes pour l'expansion des exportations d'électricité du Québec.

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, a profondément marqué l'histoire économique, politique et industrielle du Québec⁶. 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 sous le contrôle d'Hydro-Québec, la société d'État qui a le mandat de produire, transporter et distribuer l'électricité à la plupart des consommateurs québécois. À la fin de 1997, Hydro-Québec avait une puissance installée de 31 397 MW, dont 29 203 MW ou 93% était de source hydroélectrique⁷.

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 monde⁸. Ces différences sont particulièrement évidentes lorsque le prix moyen payé par les consommateurs au Québec est comparé 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. Il faut noter que les prix comprennent non seulement les coûts moyens de production, mais aussi les coûts moyens de transport et de distribution.

Comme le montre l'information présentée au tableau 2, Hydro-Québec a réalisé des ventes régulières de 8,97 TWh et des ventes de court terme de 15,09 TWh à l'exportation en 1995⁹. Les ventes régulières ont été acheminées surtout à la Nouvelle-Angleterre alors que le Nouveau-Brunswick et l'état de New York se sont partagés les ventes de court terme. À l'exception du Nouveau-Brunswick, les parts

occupées par la production fournie par la société d'État dans les régions importatrices sont très modestes¹⁰. 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 à la frontière québécoise associé aux ventes régulières fut de 3,26 ¢/kWh et celui des ventes de court terme fut de 2,35 ¢/kWh. Ce dernier prix est faible car depuis 1992, il existe 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 alimentées au mazout ou au gaz naturel.

Les écarts entre les prix moyens de détail et les coûts moyens de production tels que présentés au tableau 1, constituent les coûts moyens de distribution et de transport. Si nous les ajoutons aux prix moyens de l'électricité à la frontière du Québec, nous pouvons constater que les importations en provenance du Québec auraient fourni un approvisionnement en électricité moins coûteux pour les régions voisines. 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 de part et d'autre des frontières qui ont bloqué la réalisation de ce potentiel¹¹. 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 pointe déjà à l'horizon.

La déréglementation du marché de gros et le court terme

Comme nous l'avons exposé dans la section précédente, il existe des différences considérables dans les coûts de production d'électricité entre régions. L'émergence de la concurrence au niveau de la production, surtout lorsque cette concurrence se fait entre les régions

(marché de gros) nécessite l'utilisation des réseaux de transport. Or, puisque ces réseaux conservent leur caractère de monopole naturel, le régulateur doit prévoir un règlement tarifaire (i.e., une structure tarifaire) pour les réseaux de transport.

La mise en application du règlement 888 du FERC le 1^{er} janvier 1997 a donné lieu à l'ouverture du marché de gros sur l'ensemble du territoire américain. 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 réseaux¹².

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 :

- a) 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.

- b) 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 de façon générale sur les coûts moyens.
- c) 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.

Au départ, ces principes s'appliquent à tous les réseaux de transport américains, en raison de la compétence fédérale du FERC. Par ailleurs, en vertu du règlement 888A¹³, 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. Le FERC a jugé que le Québec tout comme l'Alberta et la Colombie-Britannique satisfont ces conditions¹⁴.

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. De façon générale, les modalités d'implantation de la politique favorisent l'atteinte de cet objectif. Par contre, nous croyons que l'adoption du principe de tarification des réseaux de transport selon les coûts moyens par service d'électricité, le point b) ci-dessus, pourrait créer des distorsions et ainsi empêcher la réalisation d'économies qui seraient accessibles sur la base d'une tarification plus respectueuse des coûts d'usage des réseaux de transport. C'est cette proposition de nature générale qui est maintenant développée.

Rappelons d'abord certains principes. 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 au réseau de distribution 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. Le coût initial d'installation d'une ligne de transport est élevé, par contre, son 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 tension¹⁵. Pour les besoins de notre analyse, le coût d'opération du réseau de transport est donc proportionnel à la quantité d'énergie transportée à un moment donné. Ainsi, le coût marginal associé au transport croît avec la charge sur le réseau. Lorsqu'un réseau de transport fait face à une demande qui fluctue dans le temps, le coût marginal sera parfois supérieur, parfois inférieur au coût moyen. 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. Une tarification au coût moyen n'offre donc pas le bon signal de coût la ressource « capacité de transport »¹⁶. Il s'ensuit que le système de tarification des réseaux de transport selon le coût moyen ne conduit pas à la minimisation des coûts d'approvisionnement en énergie électrique selon les principes énoncés au paragraphe précédent. 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 en raison d'une tarification selon le coût moyen. 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 qui se manifestent surtout en période de pointe. Comme les périodes de pointe sont relativement de courte durée, il s'ensuit que le coût moyen de transport surestime fréquemment le véritable coût marginal. Il existe très peu d'information sur la présence de contraintes de capacité, particulièrement en ce qui concerne les exportations québécoises vers les États-Unis. Nous savons par contre que la pointe dans un réseau comme celui d'Hydro-Québec représente environ 200 à 300 heures sur une base annuelle, c'est-à-dire sur une possibilité de 8 760 heures.

À la lumière de ces principes de base, 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 qui font appel à l'énergie thermique. La configuration de son réseau de transport à haute tension a été dictée par la localisation des centrales hydroélectriques qui sont situées dans le bouclier canadien au nord du fleuve St-Laurent. Les lignes à haute tension servent à relier ces centrales hydroélectriques aux points de consommation qui se retrouvent principalement au sud de la province¹⁷. 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%. De plus, la traversée du Saint-Laurent présente souvent des contraintes de capacité. Par contre, les pertes sur ces mêmes lignes peuvent atteindre 10 à 15% en période de pointe. Même si nous ne disposons pas d'informations explicites à ce sujet, quelques faits indiquent que la traversée du fleuve Saint-Laurent donne lieu à des contraintes de capacité. Premièrement, 92% de la capacité thermique sur un total de 2 065 MW est situé au sud du fleuve, alors que la société d'État avait une certaine liberté de choix quant à leur emplacement. Deuxièmement, les centrales éoliennes en construction pour une capacité de 100 MW sont localisées en Gaspésie, une région qui est approvisionnée à partir de lignes qui franchissent le fleuve à la hauteur de Québec. Finalement, il y a beaucoup d'opposition de la part des résidents et des écologistes à la traversée du fleuve par des lignes aériennes à haute tension¹⁸.

Le coût moyen du réseau de transport d'Hydro-Québec, qui est élevé à cause de la grande distance entre les centrales hydroélectriques situées au nord et les points de consommation situés au sud, reflète très rarement le coût marginal d'usage de ce réseau. Malgré que pour tout réseau il existe presque toujours un écart entre le coût marginal et le coût moyen, les écarts sont plus importants dans le réseau d'Hydro-Québec que dans les réseaux thermiques. Cette situation résulte de l'éloignement des centrales hydroélectrique par rapport aux centres de consommation. 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.

Ainsi, en raison de la différence entre le coût marginal et le coût moyen de transport, 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. À cause de l'accès non discriminatoire au réseau, il est concevable qu'Hydro-Québec soit 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. Selon les informations présentées 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. Suite à l'ouverture du marché, les ventes de court terme devraient progresser par rapport à celles de 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. 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, malgré que ces dernières peuvent être significatives. Par exemple, il coûte moins cher d'exporter aux États-Unis à partir des quelques centrales localisées au sud du fleuve Saint-Laurent. L'adoption de la tarification du réseau de transport selon le coût moyen entraîne donc une distorsion dans le calcul des coûts au Québec, par rapport à ce qui se faisait avant l'ouverture du marché de gros aux États-Unis. Dans ce sens, cette nouvelle tarification ne peut avoir qu'un impact négatif pour les transactions québécoises. La profitabilité de ces exportations ne sera pas améliorée par cette tarification.

L'augmentation de la profitabilité de l'exportation pourrait-elle 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 1996-2005¹⁹. 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 doivent être effectués pour mieux refléter la réalité économique de l'usage des réseaux de transport, l'initiative devra venir des États-Unis²⁰. Cet aspect est plus important pour Hydro-Québec que pour la plupart des autres réseaux.

La tarification du marché de détail québécois et les exportations

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 résidant 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.

Est-ce que le Québec s'adaptera, comme l'Ontario s'apprête à le faire, pour introduire de la concurrence dans le marché de détail? Il y a très peu d'intérêt au Québec pour la déréglementation du marché de détail de l'électricité²¹. La raison en est très simple : les tarifs de l'électricité sont parmi les plus bas dans le nord-est américain et au monde, et les consommateurs ne s'en plaignent pas²². Il n'y aura donc pas d'ouverture du marché québécois de détail, tout au moins pas dans un avenir prévisible. Hydro-Québec participera donc au marché de l'exportation à travers les opérations du marché de gros et non du marché de détail. Dans cette perspective, il est intéressant de réfléchir aux impacts que pourraient avoir les tarifs d'électricité québécois sur les opportunités d'exportation.

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)²³. Avec un coût moyen de transport de 1,53 ¢/kWh²⁴, 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. Les exportations ne pourront donc pas s'accroître grâce au développement de nouvelles sources de production au Québec.

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. 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 population²⁵. En effet, 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 Québec²⁶. En terme concret, les probabilités qu'Hydro-Québec s'éloigne beaucoup d'une tarification basée sur le coût moyen sont extrêmement faibles. Avec cette orientation, la demande domestique continuera à s'approprier la majorité de la production québécoise. Vu de cette façon, nous pouvons affirmer que la tarification au coût moyen aux consommateurs québécois impose une limite aux possibilités d'exportations québécoises.

Ceci ne signifie pas que, même en l'absence de développement de nouvelles ressources hydroélectriques et de changements tarifaires, il ne pourrait pas exister de nouveaux échanges de long terme entre le 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.

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. 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 les possibilités d'exportations d'électricité du Québec sur le marché américain. 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.

Tableau 1

Prix moyen pour l'ensemble des consommateurs et coût moyen de production de l'électricité (¢/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

Notes :

(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 et prix moyens en 1995

	Exportations		Prix moyen pour l'ensemble des transactions ^(a) ¢/kWh
	Régulières	Court terme	
	TWh	TWh	
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

Note:

(a) Il s'agit de prix moyens à la frontière du Québec

Source : Gouvernement du Québec (1997).

Notes

¹ Pour une revue de la situation actuelle à ce sujet, voir Pollitt (1997). Joskow (1997) présente l'évolution ainsi que les enjeux de la restructuration de l'industrie américaine de l'électricité.

² Winston (1993) passe en revue l'évolution récente dans chacun de ces secteurs aux États-Unis.

³ 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.

⁴ Voir Hydro-Québec (1998).

⁵ Hydro-Québec compte augmenter ses ventes externes de 14 à 20 TWh de 1997 à 2002. Voir Hydro-Québec (1997a).

⁶ Voir Dales (1957).

⁷ 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 5 428 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.

⁸ Au Canada, le Manitoba et la Colombie-Britannique qui ont également accès à des ressources hydroélectriques importantes, présentant des tarifs de même niveau qu'au Québec.

⁹ Cette année-là, le Québec fut un importateur net d'électricité avec des achats de 30,5 TWh et des exportations de 24,06 TWh. La presque totalité des importations est reliée au contrat d'achat d'électricité régulière de la centrale Churchill Falls au Labrador. Les achats auprès des autres régions sont de l'ordre de 1 à 2 TWh par année.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

¹² Pour une discussion de ces sujets dans le contexte américain, voir The Electricity Journal, Special issue on transition for transmission, November 1996.

¹³ Il s'agit d'une partie du règlement 888.

¹⁴ 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. 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.

¹⁵ Les pertes d'énergie dues à la résistance se manifestent sous forme de chaleur dissipée dans l'atmosphère et varient directement selon la quantité d'énergie en transit et selon la distance pour un niveau de voltage donné.

¹⁶ 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. 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. La problématique de l'investissement en capacité de transport est pertinente, mais dépasse largement le cadre d'analyse du présent article.

¹⁷ En 1995, les systèmes hydriques des rivières Saint-Maurice, Bersimis, Outardes, Manicouagan et La Grande ainsi que les réceptions de Churchill Falls ont contribué 151,1 TWh, soit 81,2% des besoins globaux d'Hydro-Québec. Par contre, 64,2% des ventes d'électricité incluant les exportations ont été réalisées au sud du fleuve Saint-Laurent. Voir Hydro-Québec (1997c).

¹⁸ Au début des années quatre-vingt-dix, la ligne à courant continu (450 kv) qui relie directement les centrales de la rivière La Grande à un poste situé au New Hampshire a été soumise à une traversée sous fluviale près de la ville de Québec. Ceci a donné lieu à une dépense additionnelle de plus de 100 millions de dollars.

¹⁹ Voir Energy Information Administration (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 Le facteur d'utilisation sous-jacent à ces calculs est élevé, c'est-à-dire supérieur à 80%.

²⁴ Hydro-Québec (1997a, p 27).

²⁵ 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).

²⁶ Voir Hydro-Québec (1997a).

Références

- Bernard, J.-T. et Chatel, J., (1985). The application of marginal cost pricing principles to a Hydro-electric system: The case of Hydro-Québec. *Ressources and Energy*, vol. 7(4), 353-375
- Bernard, J.-T. et Roland, M., (1996). Vers une libéralisation du marché québécois de l'électricité: Peu d'intérêt pour la déréglementation. *Policy options politiques*, vol. 17(3), 7-10.
- Bernard, J.-T. et Roland, M., (1997). Rent dissipation through electricity prices of publicly-owned utilities. *Revue canadienne d'économie/Canadian journal of economics*, vol. 30(4b), 1204-1219.
- Dales, J.H., (1957). *Hydroelectricity and industrial development, Québec 1898-1940*, Boston Harvard University Press.
- 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, (1997). *Direction for change, charting a course for competitive electricity and jobs in Ontario*, Toronto, Ontario.
- Government of Ontario, (1997). *L'énergie au Québec, édition 1997*, Québec, Ministère des Ressources naturelles.
- Hydro-Québec, (1998). *Rapport annuel 1997*, Montréal.
- Hydro-Québec, (1997a). *Plan stratégique 1998-2002*. Montréal.
- Hydro-Québec, (1997b). *L'énergie: un métier québécois, un marché mondial, brochure d'information*, 8 pages, Montréal.
- Hydro-Québec, (1997c). *Historique financier et statistique diverses, 1992-1996*, Montréal.
- Joskow, P.L., (1997). Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector. *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 11(3), 119-138.

- Joskow, P.L., et R. Schmalensee, (1983). *Markets for power: an analysis of electric utility regulation*, Cambridge, M.A.: MIT Press.
- Pierce, R.J. Jr., (1997). FERC must adopt an efficient transmission pricing system. *The Electricity Journal*, vol. 10(8), 79-85.
- Pollitt, M.G., (1997). The impact of liberalization on performance of the electricity supply industry: An international survey. *The Journal of Energy Literature*, vol. 3(2), 3-31.
- The Electricity Journal*, (1996). Special issue on transition for transmission, vol. 9(9).
- Winston, C., (1993). Economic Deregulation: Days of Reckoning for Microeconomists. *Journal of Economic Literature*, vol. 21(1), 1263-1289.