

LA SÉCURITÉ ET L'AVENIR ÉNERGÉTIQUES DU QUÉBEC

AVIS D'EXPERT

présenté au ministre des Ressources naturelles,
de la Faune et des Parcs

LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE ET RÉGIONAL

par

PIERRE FORTIN

Professeur au département des sciences économiques
Université du Québec à Montréal

Québec
Novembre 2004

Résumé

En 2003, le kilowattheure vendu à l'exportation a procuré 8,8 cents à Hydro-Québec, soit plus que le double du prix net de 4,1 cents tiré des ventes au Québec. L'immensité et la flexibilité de ses réservoirs hydrauliques permettent à l'entreprise de stocker de l'électricité importée à bon marché et de la réexporter à meilleur prix au moment opportun. Au cours des quatre dernières années, les exportations nettes ont représenté seulement 7% de la quantité d'électricité vendue, mais 19% du bénéfice d'exploitation d'Hydro-Québec. De 1999 à 2003, des exportations nettes cumulatives de 63 térawattheures (TWh) ont rapporté 4,2 milliards de dollars au Québec.

Le Gouvernement du Québec a choisi de distribuer le revenu de l'électricité aux Québécois sous la forme de très bas tarifs pour cette ressource. Du fait qu'ils ont payé leur électricité beaucoup moins cher qu'au sud, les Québécois ont ainsi économisé, en 2003, un montant total de 7,9 milliards de dollars. La Norvège et l'Alberta, deux producteurs de pétrole, ont adopté une stratégie différente. Ils ne subventionnent pas le prix de l'essence ou du mazout payé par leurs citoyens, mais consacrent le revenu de leur ressource à des fonds publics de placement à long terme, à l'amélioration des services publics, à des allègements fiscaux et au remboursement de la dette publique.

L'activité d'Hydro-Québec sur les marchés hors Québec y accroît la sécurité énergétique, stabilise les prix et contribue à mieux équilibrer l'offre et la demande d'énergie. L'importance de cette contribution du Québec à la sécurité et à la stabilité continentales est un atout stratégique qui doit être valorisé. De 1994 à 2003, la moyenne annuelle des exportations d'électricité s'établit à 18 TWh, ce qui représente 11% des livraisons totales d'Hydro-Québec. La majeure partie de l'électricité exportée est vendue sur les marchés de court terme. Elle demeure immédiatement disponible au Québec si elle est requise et fluctue beaucoup d'une année à l'autre. Le pourcentage des ventes totales d'électricité qui fait l'objet de ventes hors Québec à long terme n'a jamais été très important depuis 25 ans. Il atteint aujourd'hui à peine 1,5% des livraisons.

Grâce à divers facteurs, dont l'ouverture des marchés à la libre concurrence depuis 1998 et la hausse du prix du gaz naturel depuis 2000, le prix moyen obtenu par Hydro-Québec à l'exportation a triplé dans la dernière décennie, passant de 2,7 cents en 1995 à 8,8 cents en 2003. La rentabilité des exportations d'électricité a donc considérablement augmenté. Mais, de tout temps, les exportations ont d'abord été un outil privilégié de gestion du risque. La stratégie d'Hydro-Québec consiste à s'assurer qu'elle disposera, en temps normal, d'une *marge de manœuvre* satisfaisante. Pour assurer la sécurité énergétique des Québécois, l'entreprise a absolument besoin d'un surplus de capacité de production qui soit suffisant pour lui permettre d'affronter les aléas défavorables qui viennent inévitablement frapper la demande d'énergie et les nouveaux apports d'eau dans les réservoirs de temps à autre.

C'est ici que la flexibilité des exportations s'avère un précieux atout. Dans les bonnes années, comme en 1999, Hydro-Québec affiche un surplus de capacité égal ou supérieur à sa marge de manœuvre. Toute cette énergie excédentaire peut alors être

exportée. Dans les mauvaises années, comme en 2003, la marge de manœuvre doit être utilisée en tout ou en partie pour absorber les aléas défavorables. Les exportations doivent se replier, faute de quoi les niveaux d'eau dans les bassins hydrauliques baisseraient en dessous des normes prudentes acceptées. À la limite, la sécurité énergétique du Québec pourrait être menacée.

Le niveau souhaitable de la marge de manœuvre dépend du degré d'assurance qu'on désire se donner contre le risque. Le calcul des probabilités établit qu'avec une marge de manœuvre de 10 TWh l'énergie dont dispose Hydro-Québec est insuffisante pour couvrir la demande québécoise une année sur trois. Il faut, en l'occurrence, recourir aux importations ou encaisser une baisse des niveaux d'eau sous la normale. Avec une marge de manœuvre de 20 TWh, par contre, l'insuffisance des disponibilités par rapport aux besoins se produit seulement une année sur six. L'assurance contre le risque est nettement meilleure.

Dans ce contexte, les exportations jouent un rôle économique fondamental. Grâce à leur prix avantageux, il est possible qu'une augmentation de la marge de manœuvre, tout en améliorant la sécurité énergétique, n'impose pas de coût net à Hydro-Québec, mais augmente au contraire la rentabilité de l'entreprise. Ce sera presque certainement le cas pour le projet hydroélectrique de 8,5 TWh de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert. Le coût de ce projet est présentement estimé à moins de 6 cents le kilowattheure, alors que le prix de l'électricité pour l'exportation à la frontière du Québec sera presque certainement de 7,5 cents ou plus en 2010 et après. Le gain net dépassera sans doute 130 millions de dollars par année. Un tel ajout à la marge de manœuvre d'Hydro-Québec améliorera la sécurité énergétique et sera payant. Il en ira de même pour les projets d'éoliennes qui coûteront moins de 7,5 cents le kilowattheure.

L'année 2003 a été une année de malheur. La marge de manœuvre d'Hydro-Québec était de 12 TWh au départ, mais la forte progression de la demande et l'absence de précipitations ont créé un déficit énergétique de 31 TWh. L'entreprise a dû limiter ses exportations nettes de court terme, encaisser une baisse considérable des niveaux d'eau dans ses réservoirs et lancer un programme de reconstitution sur cinq ans des stocks énergétiques. Dans les cinq années précédentes, la marge de manœuvre avait été de 16 à 18 TWh. La réserve énergétique avait pu être maintenue à un niveau stable et sécuritaire malgré d'important aléas défavorables, et les exportations avaient grandement favorisé la rentabilité de l'entreprise.

L'analyse théorique, tout comme l'expérience vécue au cours des cinq dernières années, commandent que la marge de manœuvre annuelle d'Hydro-Québec pour faire face aux aléas défavorables soit portée de 10 TWh – son niveau de 2004 – à 20 TWh le plus rapidement possible. Avec un coussin de 20 TWh plutôt que de 10 TWh, la marge de manœuvre serait insuffisante seulement une année sur six plutôt qu'une année sur trois. Elle produirait donc une amélioration sensible de la sécurité énergétique. En même temps, elle rendrait possible un volume plus important d'exportations et hausserait la rentabilité d'Hydro-Québec. Les pluies abondantes de 2004 ont fortuitement réparé le malheur hérité de 2003, mais le vice du système n'a pas été corrigé. La marge de

manœuvre peut encore être insuffisante une année sur trois si rien ne change. Si une autre année comme 2003 survient, rien n'assure que le déluge suivra à nouveau l'année suivante.

Plusieurs moyens ont été proposés pour relever la marge de manœuvre d'Hydro-Québec : de nouveaux programmes d'efficacité énergétique, le rejet de nouvelles demandes d'allocation de gros blocs d'énergie industrielle, la construction de centrales de cogénération, le développement de la filière éolienne et l'agrandissement du parc hydroélectrique. Il est particulièrement important de préparer avec la plus grande diligence le projet de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert (8,5 TWh).

Les projets de construction en cours ou à l'étude apportent une contribution importante aux communautés d'accueil en région. De bons emplois sont créés non seulement par le chantier de construction, mais également par le fonctionnement régulier des centrales après la mise en service. Cela est vrai non seulement des grands projets, mais aussi des projets de petites centrales éoliennes et hydroélectriques, qui sont propres, rentables et réparties sur l'ensemble du territoire québécois. D'ici 2008, les ouvrages hydroélectriques actuellement en construction (donc, n'incluant pas Eastmain-Rupert) amèneront à eux seuls 5,4 milliards de dollars d'investissements, la création de 21 000 emplois directs et indirects et 4,4 milliards de retombées économiques et fiscales. La filière éolienne promet, quant à elle, 3 milliards d'investissements et plusieurs centaines d'emplois en région.

L'ensemble des développements prévus amèneraient la marge de manœuvre à 15 TWh à l'horizon 2012. Cela est insuffisant et il faut aller plus loin. Du côté offre, il est souhaitable d'accélérer les études sur les aménagements des rivières Romaine et Petit Mécatina en Minganie, qui pourraient fournir 7 TWh ou plus d'énergie annuellement chacune. Dans les deux cas, le prix de revient sera supérieur à celui du projet de l'Eastmain-Rupert et plus près du prix extérieur à la frontière du Québec, mais la rentabilité ne fait guère de doute à long terme.

Du côté demande, le gouvernement doit confirmer qu'il n'allouera plus de gros blocs d'énergie industrielle supplémentaires. Les « contrats à partage de risque » dont il s'agit imposent un coût annuel astronomique aux contribuables du Québec. En 2003, ce coût a atteint 1,3 milliards de dollars. Les entreprises métallurgiques impliquées créent très peu d'emplois. Il faut explorer d'autres avenues pour le développement régional. Il faut réfléchir dès aujourd'hui la question de savoir si on doit renouveler l'octroi de gros blocs d'énergie à ces entreprises énergivores après 2014, et à quel prix.

Du côté demande encore, il faut procéder à une révision en profondeur des tarifs d'électricité. La politique québécoise des bas tarifs conduit à la surconsommation. Il est douteux que les mesures d'efficacité énergétique proposées par Hydro-Québec et la Régie de l'énergie puissent atteindre leurs objectifs à un coût abordable si elles ne s'accompagnent pas d'une augmentation un peu plus rapide des tarifs pendant quelque temps. La structure tarifaire québécoise est également discriminatoire. Les entreprises industrielles sont à la fois les plus grandes consommatrices d'électricité et celles qui

paient le moins cher : 3,8 cents le kilowattheure, par comparaison à 6 cents pour les résidences et 9,4 cents pour les petites entreprises commerciales. En 2003, le secteur industriel a consommé 43% de toute l'électricité québécoise, mais n'a payé que 32% de la facture. Si ce secteur avait payé un tarif moyen égal à celui qui est perçu des autres utilisateurs québécois, le produit des ventes d'Hydro-Québec aurait augmenté de 1,7 milliards de dollars. Il faut introduire plus d'équité entre les groupes qui paient moins cher et ceux qui paient plus cher.

Si toutes ces mesures sont appliquées, l'objectif d'une marge de manœuvre sécuritaire et rentable de 20 TWh sera atteint dans une dizaine d'années. Dans ces conditions, il devient possible d'explorer les marchés de long terme aux États-Unis et en Ontario. Cela va poser deux exigences. La première est d'élargir la clientèle. La seconde est de développer les interconnexions qui pourront soutenir un volume plus abondant de transactions. L'Ontario, tout particulièrement, a présentement des besoins d'énergie énormes. Il éprouve de sérieuses difficultés avec sa filière nucléaire, doit se débarrasser de ses centrales sales au charbon et doit répondre à une croissance soutenue. Il y a très certainement ici de bonnes occasions d'affaires à développer avec notre voisin et principal partenaire canadien. De plus, toute augmentation importante des exportations d'électricité du Québec vers l'Ontario représenterait une contribution remarquable à l'atteinte par le Canada des objectifs du Protocole de Kyoto.

Introduction : la rentabilité du commerce extérieur de l'électricité

L'année la plus récente, 2003, est un bon point de départ pour examiner la question des exportations d'électricité du Québec. Comme l'indique le tableau 1, Hydro-Québec a vendu l'an dernier 167,1 térawattheures¹ d'énergie électrique au Québec et 9,6 TWh dans les autres provinces et aux États-Unis, principalement en Ontario, en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York². Quantitativement, les exportations ont donc occupé une place très modeste dans le volume total des ventes de l'entreprise.

Toutefois, les exportations procurent à Hydro-Québec un prix moyen beaucoup plus élevé que les ventes au Québec. À 8,8 cents canadiens le kilowattheure en 2003, le prix moyen à l'exportation a en effet dépassé de 72% le prix moyen de 5,1 cents payé par les consommateurs québécois. En réalité, l'écart entre le prix que l'entreprise a tiré de ses exportations et celui qu'elle a obtenu de ses ventes au Québec est encore plus prononcé que cela. En effet, les ventes locales imposent des frais de distribution à Hydro-Québec, mais pas ses ventes à l'exportation. Or, une fois soustraits les frais de distribution, les ventes locales ont rapporté 4,1 cents, et non 5,1 cents, le kilowattheure à Hydro-Québec. Les 8,8 cents à l'exportation procurent donc en fait à Hydro-Québec plus que le double (215%) des 4,1 cents obtenus sur le marché local. Exporter, pour Hydro-Québec, s'est donc avéré une activité fort lucrative.

Hydro-Québec ne fait pas qu'exporter sur les marchés extérieurs. Elle est aussi importatrice d'électricité. Le tableau 1 rapporte qu'en 2003 un volume de 5,6 TWh d'électricité a été importé par Hydro-Québec. Ces 5,6 TWh importés impliquent des entrées d'eau dans les réservoirs de l'entreprise, tout comme les 9,6 TWh exportés appellent des sorties d'eau. Par conséquent, l'ensemble des transactions physiques d'Hydro-Québec sur les marchés extérieurs ont finalement entraîné des exportations nettes – des sorties nettes des réservoirs – de seulement 4 TWh dans toute l'année 2003.

Pourquoi faire sortir 4 TWh des réservoirs en réimportant 5,6 des 9,6 TWh qu'on a exportés ? Parce que le prix payé par Hydro-Québec à l'importation (souvent en période hors pointe) est beaucoup plus bas que le prix qu'elle peut obtenir à l'exportation (souvent en période de pointe, et particulièrement en été). L'immensité de ses réservoirs lui permet de stocker de l'électricité importée à bon marché et de la réexporter à meilleur prix au moment opportun. En 2003, les prix moyens ont été de 4,5 cents à l'importation et de 8,8 cents à l'exportation. La conséquence est que le revenu net tiré des 4 TWh sortis des réservoirs comme solde des exportations et des importations est beaucoup plus élevé

¹ Un térawattheure désigne un milliard de kilowattheures. Par conséquent dire qu'un kilowattheure coûte 5 cents revient à dire que le térawattheure coûte 50 millions de dollars. Dans la suite, on utilisera l'abréviation TWh.

² Les 9,6 TWh sont des ventes physiques accompagnées de sorties d'eau des réservoirs. Le *Rapport annuel 2003* d'Hydro-Québec rapporte des exportations totales de 15,8 TWh vers le reste de l'Amérique du Nord. La différence avec les 9,6 TWh, soit 6,2 TWh, concerne des transactions d'arbitrage n'impliquant aucune sortie d'eau. Ces transactions de nature purement financière ont ajouté quelques dizaines de millions de dollars au revenu qu'Hydro-Québec a tiré de son activité internationale. Dans ce qui suit, seules les importations et exportations physiques, impliquant des entrées et des sorties d'eau des réservoirs, sont l'objet d'analyse.

que si Hydro-Québec n'exportait que 4 TWh et n'importait rien du tout. Le tableau 1 indique qu'elle a récolté 596 millions de ses activités d'exportation et d'importations en 2003. Si elle avait renoncé à importer, elle n'aurait obtenu que 354 millions, soit la valeur de 4 TWh exportés à 8,8 cents le kilowattheure. Gain net : 242 millions.

C'est pourquoi, malgré leur importance quantitative très modeste dans le volume total des sorties d'eau, les exportations nettes d'électricité jouent un rôle important dans le bilan annuel de profits et pertes d'Hydro-Québec. Comme on le voit au tableau 1, en 2003 les exportations nettes ont représenté 3% de la quantité d'électricité vendue par Hydro-Québec, mais ont engendré 7% de son chiffre d'affaires relatif à cette forme d'énergie. Elles ont aussi représenté 13% de son bénéfice d'exploitation³. Naturellement, les chiffres varient d'une année à l'autre. Néanmoins, les moyennes des quatre dernières années confirment les phénomènes observés en 2003. Au cours des années 2000 à 2003, les exportations nettes ont représenté en moyenne 7% de la quantité d'électricité vendue par Hydro-Québec, 10% de son chiffre d'affaires en électricité et 19% de son bénéfice d'exploitation.

7,9 milliards en subvention au prix de l'électricité en 2003

L'écart entre le prix moyen de l'électricité à l'exportation et le tarif moyen en vigueur au Québec permet de calculer l'importance de la subvention qu'ont reçue les consommateurs québécois du fait qu'ils ont payé leur électricité beaucoup moins cher qu'au sud. Les exportations en 2003 ont rapporté en moyenne 8,8 cents canadiens le kilowattheure à Hydro-Québec. S'ils avaient été des Ontariens ou des Américains qui avaient consommé cette énergie, les Québécois auraient dû la payer 1 cent de plus, soit 9,8 cents le kilowattheure, après inclusion des frais de distribution. Ce tarif aurait été supérieur de 4,7 cents au tarif moyen de 5,1 cents en vigueur au Québec. Cela veut dire que, si les Québécois avaient payé leur électricité au prix international, elle leur aurait coûté 92% plus cher, et les 167,1 TWh qu'ils ont consommés les auraient fait déboursier 7,9 milliards de dollars de plus⁴. Ce chiffre mesure la rente collective que les Québécois ont tiré de leur électricité en 2003. Il s'agit, naturellement, d'un montant considérable.

Il est intéressant d'observer que cette décision du Québec de distribuer la rente de l'électricité à ses citoyens sous forme de remise sur le prix de l'électricité présente un contraste saisissant avec la politique de distribution suivie, par exemple, par les grands producteurs de pétrole que sont la Norvège et l'Alberta. Ni les Norvégiens ni les Albertains ne paient leur essence 30 cents le litre. Ils paient le prix du marché. Cela permet aux gouvernements de la Norvège et de l'Alberta d'engranger des sommes fabuleuses, puis de les distribuer, selon les besoins perçus, sous diverses formes autres qu'une remise sur le prix du pétrole. Par exemple, ils améliorent les services publics, ils

³ Les 596 millions tirés des exportations nettes d'électricité représentent 13% du bénéfice d'exploitation de 4 696 millions. Un calcul plus rigoureux devrait cependant soustraire un petit montant en charges d'exploitation sur les 596 millions.

⁴ Car $9,8 \text{ ¢/kWh} \div 5,1 \text{ ¢/kWh} = 192\%$, et $4,7 \text{ ¢/kWh} \times 167,1 \text{ TWh} = 7,9 \text{ milliards \$}$. Le montant de la subvention varie évidemment avec les fluctuations du prix international. Par exemple, en moyenne de 2001 à 2003, ce dernier était de 7,5 cents plutôt que de 8,8 cents.

allègent le fardeau fiscal, ils mettent sur pied des fonds publics de placement à long terme (comme le *Heritage Fund* albertain), ou encore remboursent la dette publique⁵.

Leur choix est différent de celui du Québec. Cela explique pourquoi on a souvent l'impression que l'électricité québécoise rapporte peu de dividendes par comparaison au pétrole albertain. Ce n'est pas que les dividendes de l'électricité sont faibles. Ils sont considérables, au contraire, comme on vient de le calculer. C'est tout simplement que le Québec a délibérément choisi de les dépenser en subventionnant massivement le prix de l'électricité plutôt qu'en adoptant d'autres modes de distribution de ses dividendes.

Une contribution à la sécurité et à la stabilité continentales

Si Hydro-Québec tire de bons prix de ses exportations, c'est qu'elle rend des services appréciés par ses clients du sud. Elle accroît leur sécurité énergétique, stabilise les prix et contribue à mieux équilibrer l'offre et la demande d'énergie. Comme on a dit, ses énormes réservoirs hydrauliques lui permettent de conserver l'énergie aussi longtemps que désiré et de choisir le moment précis où elle va importer ou exporter. Cela lui permet de desservir les marchés du sud de manière sécuritaire et fiable à des moments cruciaux de l'année, notamment pendant les périodes de pointe de l'été.

De plus, comme Hydro-Québec est un gros joueur à l'échelle du nord-est du continent, toute activité de vente d'une certaine importance de sa part a pour effet de faire diminuer les prix pour les consommateurs hors Québec. Elle fait aussi jouer son action stabilisatrice sur les marchés du sud en important de l'électricité dans les périodes hors pointe lorsque les prix sont bas, puis en la revendant dans les périodes de pointe lorsqu'ils ont remonté. L'énergie des périodes excédentaires se trouve ainsi transférée vers les périodes déficitaires. Dans le même esprit, Hydro-Québec offre à des clients hors Québec un service de stockage en vertu duquel ils emmagasinent temporairement de l'énergie dans ses réservoirs en vue de l'utiliser plus tard au gré de leurs besoins⁶.

Les données de l'année 2003 n'ont rien d'extrême. Elles illustrent au départ deux traits fondamentaux des activités d'exportation d'Hydro-Québec. D'une part, elles sont rentables. D'autre part, leur rémunération constitue une reconnaissance par nos voisins du sud de la valeur des services rendus à leurs réseaux électriques. La contribution du Québec à la sécurité et à la stabilité continentales est un atout stratégique qu'il faut valoriser.

Des ventes de long terme hors Québec plutôt modestes

La figure 1 ajoute de la profondeur historique aux observations qui précèdent. La ligne bleue retrace l'évolution de la quantité d'électricité livrée hors Québec en pourcentage du volume total des ventes à toutes destinations au cours des 25 dernières

⁵ L'Alberta a maintenant complètement remboursé la dette provinciale. Au Québec, le président du Mouvement Desjardins, M. Alban D'Amours, vient justement de proposer d'utiliser les dividendes d'Hydro-Québec pour rembourser peu à peu la dette de 120 milliards du Québec.

⁶ Hydro-Québec, *Rapport annuel 1998*, Montréal, 1999, p. 48.

années. Pendant la première décennie, de 1978 à 1987, le Québec disposait d'énormes surplus d'électricité par suite de la mise en service progressive des 10 000 mégawatts du complexe La Grande à la Baie-James. Ces surplus furent écoulés sur les marchés d'exportation dans la mesure du possible. Plusieurs contrats furent signés, surtout pour l'exportation d'électricité excédentaire à court terme. De nouvelles lignes de transport furent développées avec le Nouveau-Brunswick, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York. À cette époque, environ 18% de toute l'énergie vendue par Hydro-Québec fut destinée à l'exportation.

Comme l'indique la figure 1, les ventes hors Québec ont chuté de façon abrupte vers la fin des années 1980 quand les apports d'eau dans les réservoirs ont présenté un grave déficit cumulatif de 82 TWh sur quatre ans (1988 à 1991) et que les exportations à la New York Power Authority et du New England Power Pool ont été suspendues. Elles ont repris après 1992, avec l'addition progressive des 5 000 mégawatts de la seconde phase du complexe La Grande, mais sans atteindre la même intensité absolue ou relative que dans la décennie précédente. De 1979 à 1988, Hydro-Québec a exporté en moyenne 21 TWh par année. Ces ventes de court et de long terme hors Québec ont représenté 17% des livraisons totales d'électricité. Pour 1994 à 2003, la moyenne annuelle s'établit à 18 TWh et équivaut à 11% des livraisons totales.

La trajectoire de la ligne rouge sur la figure 1 démontre assez clairement que, contrairement à une opinion répandue, les ventes hors Québec à long terme n'ont jamais représenté un pourcentage important des livraisons totales d'électricité d'Hydro-Québec. Même pendant les années 1980, lorsque les exportations totales ont atteint presque 30 TWh par année, les ventes hors Québec à long terme n'ont jamais dépassé 10 TWh ou 7% des ventes totales d'électricité. Les exportations de long terme sont en baisse depuis 1993 et ne représentent plus aujourd'hui que 1,5% des livraisons totales d'électricité d'Hydro-Québec. Un seul gros contrat à long terme demeure, soit celui du groupe *Vermont Joint Owners*, qui sera en vigueur jusqu'en 2020.

La rentabilité accrue des transactions hors Québec depuis 1998

Depuis 1998, un autre facteur a permis de maintenir un volume soutenu d'exportations : l'ouverture des marchés à la libre concurrence à l'échelle de l'Amérique du Nord. Comme on a souligné plus haut, la capacité de stockage et la flexibilité instantanée des réservoirs hydrauliques permet à Hydro-Québec de jouer un rôle de premier plan comme acheteur et vendeur sur ces marchés dans le nord-est du continent. Elle y vend ses surplus d'électricité, elle achète de l'électricité à bas prix pour ses propres fins ou pour des fins de revente ultérieure, et elle agit comme courtier en arbitrant les prix entre acheteurs et vendeurs.

Ces activités commerciales d'Hydro-Québec sur les marchés extérieurs sont rentables parce que l'entreprise en tire des prix avantageux. Comme on a indiqué plus haut, le prix moyen obtenu par Hydro-Québec à l'exportation a été 72% plus élevé que le prix moyen réglementé du Québec en 2003. La figure 2 permet de remonter dans le temps. Elle fait voir que le prix moyen à l'exportation a triplé de 1995 à 2003, passant de

2,7 à 8,8 cents, alors qu'au Québec le tarif moyen était stabilisé autour de 5 cents. C'est en fait depuis l'année 2000 que les prix extérieurs dépassent les prix québécois. Trois raisons expliquent cette évolution. Premièrement, les prix ont fortement augmenté sur les marchés extérieurs, notamment en raison de la hausse du prix du gaz naturel, le principal combustible maintenant utilisé dans les centrales thermiques au sud. Deuxièmement, Hydro-Québec jouit depuis 1998 du libre accès quotidien à ces marchés. Troisièmement, la flexibilité de son parc de production hydroélectrique est un atout exceptionnel pour bien réussir dans ce nouvel environnement économique.

Augmenter la sécurité énergétique peut être en même temps rentable

S'ils justifient amplement cette forme d'activité d'Hydro-Québec, les prix avantageux à l'exportation sont néanmoins un phénomène récent. De tout temps, les exportations ont d'abord été un outil privilégié de gestion du risque. La stratégie d'Hydro-Québec consiste à s'assurer qu'elle affichera un surplus de capacité de production annuelle par rapport à ses engagements lorsque les conditions d'offre et de demande intérieure d'électricité sont jugées « normales ». Cette *marge de manœuvre*, comme on l'appelle, est essentielle pour assurer aux Québécois des approvisionnements en électricité sécuritaires et fiables à court et à long terme même en l'occurrence d'aléas défavorables qui viennent inévitablement frapper les besoins d'énergie et la capacité de production de temps à autre. À court terme, du côté de la demande, les deux principaux aléas sont les erreurs de prévisions sur la consommation et les fluctuations de la température. Du côté de l'offre, ce sont les apports d'eau dans les réservoirs à travers le cycle des saisons. Sur un horizon de planification de quelques années, les délais d'autorisation et de construction des nouveaux ouvrages ont aussi une très grande importance.

D'une année à l'autre, lorsque la consommation est conforme ou inférieure à la tendance prévue, que les températures sont moyennes ou clémentes et que les apports d'eau sont normaux ou abondants, Hydro-Québec affiche un surplus de capacité égal ou supérieur à sa marge de manœuvre. Toute cette énergie excédentaire peut alors être exportée. Au contraire, lorsque la consommation augmente plus vite que la tendance prévue, que les températures sont froides et que l'hydraulicité est plus faible que la moyenne, la marge de manœuvre doit être utilisée en tout ou en partie pour absorber ces aléas. La capacité excédentaire qui est disponible pour l'exportation devient inférieure à la marge de manœuvre et peut même disparaître complètement. Si on ne réduisait pas le rythme des exportations, les niveaux d'eau dans les bassins hydrauliques baisseraient en dessous des normes prudentes acceptées. À la limite, la sécurité énergétique future pourrait être menacée.

Si la marge de manœuvre est « suffisante », il y aura surplus de capacité par rapport aux engagements en tout temps sauf dans des conditions d'offre ou de demande extrêmement défavorables. Le choix d'une marge de manœuvre adéquate comporte deux exigences : d'une part, estimer le risque que de telles conditions extrêmes se produisent; d'autre part, décider du degré d'assurance qu'on veut se donner contre ce risque. Le

niveau choisi de la marge de manœuvre devra être d'autant plus élevé que le risque est grand et que le degré d'assurance désiré est important.

Par exemple, si la marge de manœuvre est de 10 TWh, cela signifie, en gros, que l'énergie disponible sera insuffisante pour couvrir la demande une année sur trois⁷. Il faudra, en l'occurrence, recourir aux importations ou encaisser une baisse des niveaux d'eau sous la normale. Mais importer ou entamer le patrimoine hydraulique comportent des coûts, des risques et des limites. Si la marge de manœuvre est de 20 TWh, par contre, l'insuffisance des disponibilités par rapport aux besoins va se produire seulement une année sur six⁸. La sécurité énergétique sera meilleure, mais maintenir une marge de manœuvre plus élevée exigera de mettre en place un plus grand parc de production d'électricité.

Dans ce contexte, les exportations jouent un rôle économique fondamental. Ce rôle est de rentabiliser le maintien d'une marge de manœuvre plus élevée. D'une part, plutôt que de regarder l'eau couler en pure perte, on fait sonner la caisse en exportant le potentiel énergétique excédentaire au prix extérieur. D'autre part, il peut même arriver que les prix obtenus à l'exportation soient supérieurs à ce que coûte un nouvel ouvrage destiné à relever la marge de manœuvre. Dans ce cas, on gagne alors sur les deux plans à la fois : la marge de manœuvre est plus sécuritaire et Hydro-Québec fait plus d'argent.

Un exemple d'actualité est celui du projet hydroélectrique de 8,5 TWh de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert, dont la construction pourrait commencer en 2006 et la production démarrer en 2010 ou 2011. Ce projet a fait l'objet d'ententes avec les communautés locales et attend les évaluations environnementales. Son coût est présentement estimé à moins de 6 cents le kilowattheure, transport et pertes comprises. Si le prix de l'électricité pour l'exportation à la frontière du Québec est au moins de 7,5 cents ou plus en 2010 et après – ce qui est plus que probable –, ces installations produiront un surplus annuel supérieur à 130 millions de dollars⁹. La rentabilité nette de cet ajout à la marge de manœuvre d'Hydro-Québec ne fait aucun doute. Dans cet exemple, augmenter la sécurité énergétique ne coûtera rien et sera même payant. Il en ira de même pour les projets d'éoliennes qui coûteront moins de 7,5 cents le kilowattheure.

L'année 2003 : un exemple d'*annus horribilis*

Si les exportations d'électricité ont joué le rôle d'un coussin de sécurité dans le passé, on devrait observer qu'elles ont été caractérisées par deux propriétés essentielles :

⁷ Par définition, la capacité excédentaire normale est centrée en probabilité sur la marge de manœuvre. Par ailleurs, l'écart-type estimé des besoins annuels en énergie au Québec est de 5 TWh, et celui de l'hydraulicité, de 20 TWh. L'écart-type de la capacité excédentaire est donc de 20,6 TWh (car $20^2 + 5^2 = 20,6^2$). Si cette dernière obéit à une loi normale, la probabilité qu'une marge de manœuvre de 10 TWh soit insuffisante, c'est-à-dire que la capacité excédentaire soit négative, dans une année donnée est de 31,4%. L'événement a donc une chance sur trois de se produire (car $1/0,314 = 3,1$).

⁸ Un calcul semblable à celui de la note précédente montre que la probabilité d'insuffisance d'une marge de manœuvre de 10 TWh est de 16,6%. La probabilité d'occurrence, dans ce cas, est donc d'une fois à tous les six ans (car $1/0,166 = 6,0$).

⁹ Car $(7,5 \text{ ¢/kWh} - 6 \text{ ¢/kWh}) \times 8,5 \text{ TWh} = 128 \text{ millions } \$$.

être immédiatement disponible à court terme et fluctuer passablement. Est-ce bien le cas ? La trajectoire des ventes hors Québec en pourcentage des ventes totales d'électricité que trace la figure 1 permet de répondre à cette question dans l'affirmative. On y observe, notamment, qu'au cours de la dernière décennie les deux tiers de toutes les ventes hors Québec ont été réalisées sur les marchés à court terme et qu'elles ont beaucoup varié selon les années.

La chute abrupte des exportations en 2003 est particulièrement frappante et est riche d'enseignements. Elle mérite qu'on s'y arrête. Les événements de cette année-là illustrent clairement l'interaction entre les aléas de l'offre et de la demande, la marge de manœuvre, les stocks énergétiques dans les réservoirs et les exportations de court terme. Côté demande, on avait anticipé, en début d'année, que la consommation québécoise passerait de 158 TWh en 2002 à 160 TWh en 2003. L'augmentation envisagée était donc de 2 TWh. Or, dans les faits, la consommation en 2003 a progressé non pas de 2 TWh, mais bien de 9 TWh, soit 7 TWh de plus que prévu. Cette forte progression de la demande a résulté de l'addition de deux aléas. Premièrement, portée par la construction résidentielle et la production industrielle, la croissance économique a ajouté 7 TWh à la demande d'énergie. Deuxièmement, il a fait très froid à l'hiver 2003, de sorte que le chauffage des immeubles et des résidences a exigé 2 TWh de plus que la normale. Un dépassement de la demande prévue de 7 TWh n'avait qu'une chance sur 12 de se produire¹⁰.

Côté offre, l'année 2003 a été *annus horribilis*. Il n'a presque pas neigé ou plu. Les nouveaux apports d'eau ont été inférieurs de 24 TWh à la moyenne des 60 dernières années. Il n'y avait qu'une chance sur 9 que l'hydraulicité soit aussi faible¹¹. En début d'année 2003, la réserve énergétique dans les centrales hydroélectriques était de 96 TWh. Cela couvrait près de 60% des engagements fermes de la nouvelle année, 2004, et satisfaisait ainsi aux normes habituelles de sécurité. En fin d'année 2003, toutefois, les niveaux d'eau avaient baissé au point de réduire la réserve à 75 TWh. Cette quantité d'énergie ne couvrait plus que 44% des engagements fermes de la nouvelle année. Il s'agissait du plus faible taux de couverture des besoins futurs jamais enregistré par Hydro-Québec. En d'autres mots, en 2003, les besoins en énergie ont été nettement plus élevés que prévu, tandis que les ressources disponibles pour les satisfaire diminuaient à vue d'œil. Cela mettait en danger la sécurité énergétique du Québec.

De quelle marge de manœuvre Hydro-Québec disposait-elle pour réagir et comment l'a-t-elle utilisée ? Au début de 2003, sa marge de manœuvre, c'est-à-dire son surplus de capacité dans des conditions de demande et d'hydraulicité normales, s'établissait à 12 TWh. Le dépassement inattendu de 7 TWh de la demande d'énergie en cours d'année a donc pu être directement absorbé, mais ne laissait que 5 TWh pour

¹⁰ L'écart-type estimé des besoins annuels en énergie au Québec est de 5 TWh. S'ils obéissent à une loi normale centrée sur la prévision formulée, la probabilité qu'ils soient supérieurs de 7 TWh ou plus à la prévision est de 8,1%. L'événement a donc une chance sur 12 de se produire (car $1/0,081 = 12,3$)

¹¹ L'écart-type estimé de l'hydraulicité annuelle est de 20 TWh. Si elle obéit à une loi normale, la probabilité qu'elle soit supérieure de 24 TWh à la moyenne est de 11,5%. L'événement a donc une chance sur 9 de se produire (car $1/0,115 = 8,7$).

affronter un déficit d'hydraulicité de 24 TWh. Naturellement, la prudence commandait de mettre la pédale douce sur les ventes hors Québec et d'employer la majeure partie des 5 TWh restants pour commencer à reconstituer les stocks énergétiques. Les sorties nettes des réservoirs résultant des transactions sur les marchés de court terme hors Québec ont par conséquent été limitées à 1,4 TWh¹². Par rapport à 2002, les exportations ont diminué et les importations ont augmenté.

Le bilan des années 2000 à 2002 permet d'approfondir encore mieux le lien entre les aléas de l'offre et de la demande, la marge de manœuvre, la réserve énergétique et les exportations de court terme. Pendant ces trois années, la demande a été vigoureuse. Elle a dépassé la tendance normale de 2 TWh par année en moyenne. Les apports d'eau ont été faibles. Les réservoirs ont accumulé un déficit d'hydraulicité de 16 TWh, soit d'un peu plus que 5 TWh par année. Malgré ces aléas du côté de l'offre comme de la demande, la réserve énergétique a néanmoins pu être maintenue à un niveau stable et sécuritaire et, de plus, les transactions sur les marchés de court terme hors Québec se sont soldées par des exportations nettes de court terme de 9 TWh par année en moyenne. Tout compte fait, la marge de manœuvre annuelle dont a disposé Hydro-Québec a dû atteindre 16 TWh en moyenne¹³. Un calcul semblable conduit à une estimation de 18 TWh pour la marge de manœuvre des années 1998 et 1999¹⁴.

L'urgence de porter la marge de manœuvre de 10 à 20 TWh

L'analyse théorique, tout comme l'expérience vécue au cours des cinq dernières années, commandent que la marge de manœuvre annuelle d'Hydro-Québec pour faire face aux aléas défavorables soit pratiquement doublée, et ce le plus rapidement possible. En 1998, le surplus de capacité de production annuelle par rapport aux engagements fermes dans des conditions normales atteignait 18 TWh. En 2003, il avait baissé à 12 TWh, et en 2004 il n'était plus que 10 TWh. Il faudrait relever sans délai ce bouclier de sécurité à 20 TWh.

Tel qu'indiqué plus haut, l'analyse de la probabilité d'occurrence des aléas défavorables montre qu'une marge de manœuvre de 10 TWh va en moyenne être défoncée une fois à tous les trois ans, forçant Hydro-Québec à avoir recours aux importations ou à encaisser une baisse des stocks énergétiques dans ses réservoirs. Les événements de 2003 démontrent clairement pourquoi une telle situation est beaucoup trop risquée. Cette année-là a été témoin de conditions extrêmes : une demande d'énergie

¹² Le tableau 1 indique 4 TWh d'exportations nettes en 2003, mais ce chiffre comprend 2,6 TWh d'exportations en vertu de contrats à long terme qui font partie des engagements fermes ne pouvant être modifiés à court terme. Cela laisse 1,4 TWh d'exportations nettes de court terme.

¹³ Soit 2 TWh pour absorber la demande excédentaire, 5 TWh pour reconstituer la réserve énergétique et 9 TWh à consacrer aux exportations nettes.

¹⁴ Le chiffre de 18 TWh pour 1998 est également celui qu'avance Hydro-Québec dans son *Plan stratégique 2004-2008*, Montréal, 2003, page 47. Le même document fait état d'une marge de manœuvre de 9 TWh, plutôt que de 12 TWh, en 2003. Mais il a été publié en octobre 2003, alors que le dépassement imprévu de la demande d'énergie découlant des températures très froides du début de l'année, etc., était connu en bonne partie. C'est donc a posteriori que le document ramène la marge de manœuvre à 9 TWh. *Ex ante*, en janvier 2003, elle était plutôt de 12 TWh.

supérieure de 7 TWh aux prévisions, et une hydraulicité inférieure de 24 TWh à la normale. Le déficit total de 31 TWh était évidemment beaucoup trop important pour être absorbé par la marge de manœuvre disponible de 12 TWh. On a exporté moins, on a importé plus et on a dû se résoudre à une chute substantielle des niveaux d'eau. La norme de sécurité acceptée est de 103 TWh dans les réservoirs, mais il ne restait que 75 TWh au début de 2004. Il manquait donc 28 TWh dans la réserve énergétique. Par conséquent, Hydro-Québec a dû proposer un programme de reconstitution des stocks d'eau. Mais, étant donné sa très petite marge de manœuvre, qui avait d'ailleurs baissé à 10 TWh dans l'intervalle, l'entreprise a été forcée d'étaler cette remontée des stocks sur plusieurs années. Ses échanges avec la Régie de l'énergie au début de 2004 font précisément état d'un plan de reconstitution de la réserve énergétique de 30 TWh étalé sur les cinq années 2004 à 2008.

Le problème que cela pose est que, si le coussin de sécurité n'est que de 10 TWh, le risque est très élevé – de l'ordre de 85%¹⁵ – qu'une autre année d'insuffisance de la marge de manœuvre survienne avant même la fin du programme de reconstitution, prévue pour 2008, ce qui prolongerait la période de disette, d'insécurité énergétique et de sous-rentabilité de l'entreprise. Une marge de manœuvre de 20 TWh produirait une amélioration sensible de la situation de quatre manières. Premièrement, cette marge ne serait défoncée qu'une année sur six. Deuxièmement, le cas échéant, les baisses de la réserve énergétique encaissées seraient en moyenne quantitativement plus faibles. Troisièmement, on disposerait de plus de ressources pour reconstituer la réserve plus rapidement par la suite. Et quatrièmement, la probabilité qu'une autre année d'insuffisance de la marge de manœuvre survienne avant la fin du programme de reconstitution serait plus faible.

Une marge de manœuvre à 20 TWh, avec probabilité d'insuffisance une année sur six, n'apparaît pas une cible exagérée. C'est une situation que le Québec a presque vécue en pratique à la fin des années 1990, alors que la capacité de production dépassait les engagements fermes de 18 TWh dans des conditions normales. Avec un tel capital énergétique en stock, la sécurité des approvisionnements en électricité du Québec était très grande. Au plan financier, les années 1999 à 2002 furent également les plus rentables de toute l'histoire d'Hydro-Québec. L'ouverture des marchés externes a contribué à ce succès, mais également le niveau sécuritaire de la marge de manœuvre, qui a permis des exportations nettes cumulatives de 59 TWh rapportant 3,6 milliards de dollars pendant ces quatre années. Ce montant a représenté 20% du bénéfice d'exploitation cumulatif de la période. Une marge de manœuvre de 20 TWh serait donc à la fois beaucoup plus sécuritaire et beaucoup plus payante pour le Québec.

En plus d'améliorer la marge de manœuvre d'Hydro-Québec et d'encourager les exportations, tous ces projets de construction en cours ou à l'étude apportent une contribution importante aux communautés d'accueil en région. De bons emplois sont créés non seulement par le chantier de construction, mais également par le

¹⁵ On a calculé plus haut que la probabilité qu'une marge de manœuvre de 10 TWh soit insuffisante dans une année donnée est de 31,4%. La probabilité qu'elle soit continuellement suffisante pendant les cinq années du programme de reconstitution de la réserve est donc $(1 - 0,314)^5 = 15,2\%$; d'où le résultat.

fonctionnement régulier des centrales après la mise en service. Cela est vrai non seulement des grands projets, mais aussi des projets de petites centrales, qui sont propres, rentables et réparties sur l'ensemble du territoire québécois. D'ici 2008, les ouvrages hydroélectriques actuellement en construction (donc, n'incluant pas Eastmain-Rupert) amèneront à eux seuls 5,4 milliards de dollars d'investissements, la création de 21 000 emplois directs et indirects et 4,4 milliards de retombées économiques et fiscales. La filière éolienne promet, quant à elle, 3 milliards d'investissements et plusieurs centaines d'emplois en région.

Les pluies abondantes de l'année 2004 ont eu pour conséquence de faire remonter la réserve énergétique d'un niveau de 75 TWh au début de 2004 à un niveau qui atteindra probablement 110 TWh au début de 2005. Cet événement a modifié le bilan énergétique à court terme. Le ciel aidant, les stocks énergétiques sont de nouveau conformes aux normes de sécurité et le plan de reconstitution de la réserve énergétique est devenu caduc, y compris le projet du Suroît qui en faisait partie. Toutefois, cela n'affaiblit en rien l'argumentation qui précède. La marge de manœuvre n'a pas été modifiée sensiblement et elle peut encore être insuffisante une année sur trois. Bref, le malheur hérité de l'année 2003 a été fortuitement réparé, mais le vice du système n'a pas été corrigé. Si une autre année comme 2003 survient, rien n'assure que le déluge suivra à nouveau l'année suivante.

Les moyens mis en œuvre : une marge de manœuvre de 15 TWh en 2012

Il y a donc urgence d'augmenter la marge de manœuvre d'Hydro-Québec. Par définition, cela exige d'augmenter sa capacité de production annuelle plus vite que le rythme d'accroissement prévu de la demande d'énergie. Suite à un débat public, Hydro-Québec, la Régie de l'énergie et le gouvernement ont déjà proposé plusieurs mesures à cet effet. Du côté de la demande, de nouveaux programmes d'efficacité énergétique (apport de 3 TWh) sont en route et on a mis un frein aux allocations de gros blocs d'énergie additionnels pour l'expansion des alumineries (économie de 5 TWh). Du côté de la production, l'expansion de la capacité repose sur la construction de centrales de cogénération (projets de TransCanada Energy et autres; apport de 7 TWh), le développement de la filière éolienne (apport de 6 TWh) et l'agrandissement du parc hydroélectrique (production privée et projets de Grand-Mère, Tournustouc, Mercier, Eastmain-1, Péribonka, Rapides-des-Cœurs et Chute Allard, Eastmain-1-A et Dérivation Rupert; apport de 18 TWh en tout).

Parmi tous ces projets, celui de la centrale de l'Eastmain-1-A et de la dérivation Rupert est crucial. Il se démarque de tous les autres par l'importance de son addition à la capacité annuelle de production (8,5 TWh, soit le triple de Tournustouc et de Eastmain-1) et sa rentabilité indiscutable – pourvu qu'on puisse contracter les emprunts nécessaires avant que les taux d'intérêt aient repris leur envol. L'appui des communautés locales au projet semble assuré. Il faut maintenant compléter sans tarder son évaluation environnementale.

Si les programmes de restriction de la demande et d'expansion de la capacité sont réalisés sans délai, ils procureront à Hydro-Québec une marge de manœuvre d'environ 15 TWh à l'horizon 2012¹⁶. La marge de manœuvre cible de 20 TWh sera en vue, mais pas encore atteinte. Il faut donc aller plus loin. Deux orientations complémentaires sont possibles. Du côté offre, accélérer le développement du projet de quatre centrales sur la rivière Romaine et lancer les études sur le projet de la rivière Petit Mécatina. Ces deux rivières de Minganie pourraient fournir 7 TWh ou plus d'énergie par an chacune. Dans les deux cas, le prix de revient sera supérieur à celui du projet de l'Eastmain-Rupert et plus près du prix extérieur à la frontière du Québec, mais la rentabilité ne fait pas de doute à long terme.

Ne plus allouer de nouveaux blocs d'énergie aux alumineries

Du côté demande, deux moyens de dégager des ressources supplémentaires pour raffermir la marge de manœuvre d'Hydro-Québec peuvent être envisagés. Le premier consiste pour le Gouvernement du Québec à annoncer qu'il n'allouera plus de gros blocs d'énergie supplémentaires aux grandes entreprises énergivores. Le gouvernement a fait un pas dans cette direction en refusant à Alcoa sa demande de 5 TWh d'énergie de plus pour ses projets de modernisation et d'expansion à Baie-Comeau et à Deschambault. Il est maintenant temps de formuler un énoncé clair de politique. Cela empêchera la demande industrielle d'électricité d'exploser dans l'avenir comme elle l'a fait de temps à autre dans le passé et protégera la marge de manœuvre d'Hydro-Québec contre ce qui a été, depuis 15 ans, une source importante d'aléas défavorables.

Les « contrats à partage de risque » dont il s'agit imposent un coût annuel astronomique aux contribuables du Québec. Ils portent sur des blocs d'énergie de 3 à 6 TWh par année accordée pour 25 ans à des entreprises de première transformation des métaux, principalement des alumineries, à un très bas prix, qui peut fluctuer un peu avec le prix du métal. Au terme de ces contrats spéciaux, Hydro-Québec a vendu 20,3 TWh aux entreprises participantes en 2003, au prix moyen de 2,5 cents le kilowattheure. Ces 20,3 TWh auraient pu être exportés (les interconnexions le permettant) au prix moyen de 8,8 cents le kilowattheure. La différence de 6,3 cents constitue une mesure directe de la subvention accordée aux transformateurs de métaux. La subvention a ainsi coûté en une seule année 1,3 milliards de dollars en ventes perdues à l'exportation à Hydro-Québec et à son propriétaire, le Gouvernement du Québec¹⁷.

Si les prix de l'électricité à l'exportation se maintiennent aux niveaux des dernières années, l'accumulation des pertes financières pour le Québec va vite devenir insupportable, d'autant plus que la métallurgie de première fusion crée très peu d'emplois

¹⁶ Ce chiffre est basé sur une estimation de croissance de 20 TWh des besoins d'énergie de 2004 à 2012. On a estimé ci-dessus que la cogénération, l'éolien et l'hydroélectricité pourront fournir 31 TWh de plus (7 + 6 + 18). Un surplus 11 TWh sera dégagé, qui s'ajoutera à la marge de manœuvre de 10 TWh présente en 2004. Des 21 TWh résultants, il faut soustraire les 6 TWh découlant de l'immobilisation prévue de la centrale nucléaire de Gentilly 2 et du ralentissement de la centrale thermique de Tracy.

¹⁷ Car $6,3 \text{ ¢/kWh} \times 20,3 \text{ TWh} = 1,3 \text{ milliards } \$$. Ici encore, le montant de la subvention varie avec les fluctuations du prix international. Par exemple, en moyenne de 2001 à 2003, ce dernier était de 7,5 cents plutôt que de 8,8 cents.

directs et indirects. Ce sont surtout les actionnaires des entreprises impliquées qui empochent. Selon toute vraisemblance, il serait possible de créer cinq fois plus d'emplois avec cinq fois moins d'argent. Il faut se poser dès aujourd'hui la question qui sera sur toutes les lèvres dans dix ans lorsque ces contrats seront échus : doit-on renouveler l'octroi de gros blocs d'énergie à ces entreprises énergivores et, si oui, à quel prix ?

La tarification de l'électricité : corriger la surconsommation et la discrimination

Un second moyen de raffermir la marge de manœuvre d'Hydro-Québec du côté demande serait de procéder à une révision en profondeur de la politique tarifaire. D'une part, la politique québécoise des bas tarifs de l'électricité conduit à la surconsommation d'une ressource dont la rareté se fait de plus en plus sentir et dont l'excès de consommation finit par être nuisible à l'environnement, même si sa source est hydraulique ou éolienne. Moins c'est cher, plus on consomme. Il est douteux que les mesures d'efficacité énergétique proposées par Hydro-Québec et appuyées avec enthousiasme par la Régie de l'énergie puissent atteindre leurs objectifs à un coût abordable si elles ne s'accompagnent pas d'une certaine augmentation des tarifs. C'est une question qui requerrait une attention immédiate compte tenu des investissements importants qu'on s'apprête à lancer dans ce domaine.

D'autre part, la politique tarifaire québécoise est, en un certain sens, discriminatoire. Les entreprises industrielles sont à la fois les plus grandes consommatrices d'électricité et celles qui paient le moins cher : 3,8 cents le kilowattheure en 2003. Les tarifs applicables aux résidences et aux petites entreprises commerciales sont beaucoup plus élevés : 6 cents et 9,4 cents, respectivement. En 2003, le secteur industriel a consommé 43% de toute l'électricité québécoise, mais n'a payé que 32% de la facture. Si ce secteur avait payé un tarif moyen égal à celui qui est perçu des autres utilisateurs québécois, le produit des ventes d'Hydro-Québec aurait augmenté de 1,7 milliards de dollars.

Incidemment, la création d'emploi ne peut être une justification à ce traitement de faveur dont jouissent nos entreprises industrielles. Car, si cela était vrai, on observerait, par exemple, que Toronto afficherait un taux d'emploi industriel inférieur à celui de Montréal, puisque ses entreprises industrielles paient leur électricité plus que le double du prix de Montréal. Or, c'est à Toronto, pas à Montréal, que le taux d'emploi industriel est le plus élevé.

Si les énormes subventions du Québec aux entreprises métallurgiques et aux entreprises industrielles leur étaient partiellement ou entièrement retirées, qu'est-ce qui assure que les fonds récoltés par Hydro Québec serviraient à créer de l'emploi ? Les milliards de revenu supplémentaire d'Hydro-Québec feraient grimper le bénéfice d'exploitation de l'entreprise et, par conséquent, le dividende qu'elle est tenue de verser annuellement à son actionnaire, le Gouvernement du Québec. Tel que souligné plus haut, le gouvernement deviendrait plus « norvégien » ou plus « albertain ». Il pourrait, par exemple, consacrer les fonds supplémentaires au remboursement de sa dette, afin de réduire ses charges d'intérêts et d'agrandir ainsi l'espace budgétaire occupé par les

services publics – ce qui créerait de nouveaux emplois. De plus, avec moins de dette du Québec à financer, les fonds de placement de tout genre disposeraient de plus de liquidités pour financer l’investissement des entreprises – et la création d’emploi. Ou encore, le gouvernement pourrait abaisser les taxes sur l’investissement des entreprises et favoriser ainsi l’expansion économique – ce qui créerait plus d’emploi. Quoi qu’il advienne des fonds libérés, ils serviront directement ou indirectement à recréer l’emploi ailleurs dans l’économie.

Pour des raisons d’efficacité et d’équité, donc, il serait souhaitable de réfléchir au niveau et à la structure des tarifs d’électricité. Deux objectifs pourraient être poursuivis. Le premier serait d’appuyer la politique d’efficacité énergétique en relevant le tarif moyen un peu plus vite que l’inflation pendant quelque temps, tout en maintenant les prix québécois inférieurs aux prix ontariens et américains, si l’on veut, afin de conserver un écart concurrentiel. Cela freinerait la demande d’électricité québécoise, qui est grandement exagérée par rapport à la demande du reste du continent, et ferait grand bien à la marge de manœuvre d’Hydro-Québec. Le second objectif serait d’augmenter plus vite les tarifs qui sont présentement inférieurs à la moyenne, et moins vite les tarifs qui sont supérieurs à la moyenne, afin d’introduire plus d’équité dans la structure tarifaire.

Explorer les marchés de long terme hors Québec

Si l’aménagement de l’Eastmain-Rupert n’est pas retardé, que ceux des rivières Romaine et Petit Mécatina ne tardent pas à suivre, que les projets d’éoliennes vont bon train, que le gouvernement reste ferme dans sa décision de ne plus allouer de nouveaux blocs d’énergie à des entreprises énergivores et que la politique tarifaire est revue de manière à mettre la bride sur la croissance de la demande d’électricité, l’objectif d’une marge de manœuvre sécuritaire et rentable de 20 TWh sera atteint dans une dizaine d’années. Les exportations nettes d’électricité de court terme du Québec ne seront plus de 4 TWh comme en 2003, mais oscilleront autour du niveau moyen de 17 TWh, avec des pointes possibles entre 25 et 30 TWh. Dans ces conditions, il devient possible d’explorer les marchés de long terme aux États-Unis et en Ontario. Cela posera deux exigences. La première sera d’élargir la clientèle. La seconde sera de développer les interconnexions qui pourront soutenir un volume plus abondant de transactions.

L’avantage du marché américain, c’est qu’il est gigantesque. Même si seule une petite fraction des marchés de la Nouvelle-Angleterre et de l’État de New York manifestaient un intérêt à signer des contrats à long terme, une petite fraction d’un grand marché peut donner plusieurs bons clients. Le volume des exportations peut être augmenté sur les lignes de transport existantes et d’autres pourraient être construites au besoin.

L’Ontario, quant à lui, a présentement des besoins d’énergie énormes. Il éprouve de sérieuses difficultés avec sa filière nucléaire, doit se débarrasser de ses centrales sales au charbon et doit répondre à une croissance soutenue. On estime que, dans l’ensemble, la province aura de nouveaux besoins de puissance de l’ordre de 25 000 mégawatts d’ici 2020. Le Manitoba, qui dispose d’importantes réserves hydrauliques, s’est récemment dit

prêt à construire une ligne de transmission de 1 500 mégawatts vers l'Ontario. Des interconnexions du Québec avec l'Ontario existent, mais d'autres pourraient être développées rapidement. Il y a très certainement ici de bonnes occasions d'affaires à développer avec notre voisin et principal partenaire canadien. L'électricité des rivières de la Minganie, si elle est disponible, pourrait rejoindre le marché ontarien de façon très compétitive. De plus, toute augmentation importante des exportations d'électricité du Québec vers l'Ontario représenterait une contribution remarquable à l'atteinte par le Canada des objectifs du Protocole de Kyoto.

Tableau 1

Ventes et achats d'électricité^a par Hydro-Québec en 2003

	<u>Quantité</u> (en térawattheures)	<u>Prix moyen</u> ^b (en cents par kilowattheure)	<u>Montant global</u> (en millions de dollars)
Ventes au Québec	167,1	5,1	8 578
Exportations (brutes) ^c	9,6	8,8	849
Importations ^c	5,6	4,5	253
Exportations (nettes) ^d	4,0	15,1	596
Exportations <u>brutes</u> en pourcentage des ventes au Québec	6%	172%	10%
Exportations <u>nettes</u> en pourcentage des ventes au Québec	2,5%	296%	7%

Notes :

^a Les ventes et les achats dont il s'agit ici concernent uniquement les transactions de nature physique, impliquant des sorties ou des entrées d'eau dans les réservoirs; elles excluent les transactions de nature purement financière d'Hydro-Québec.

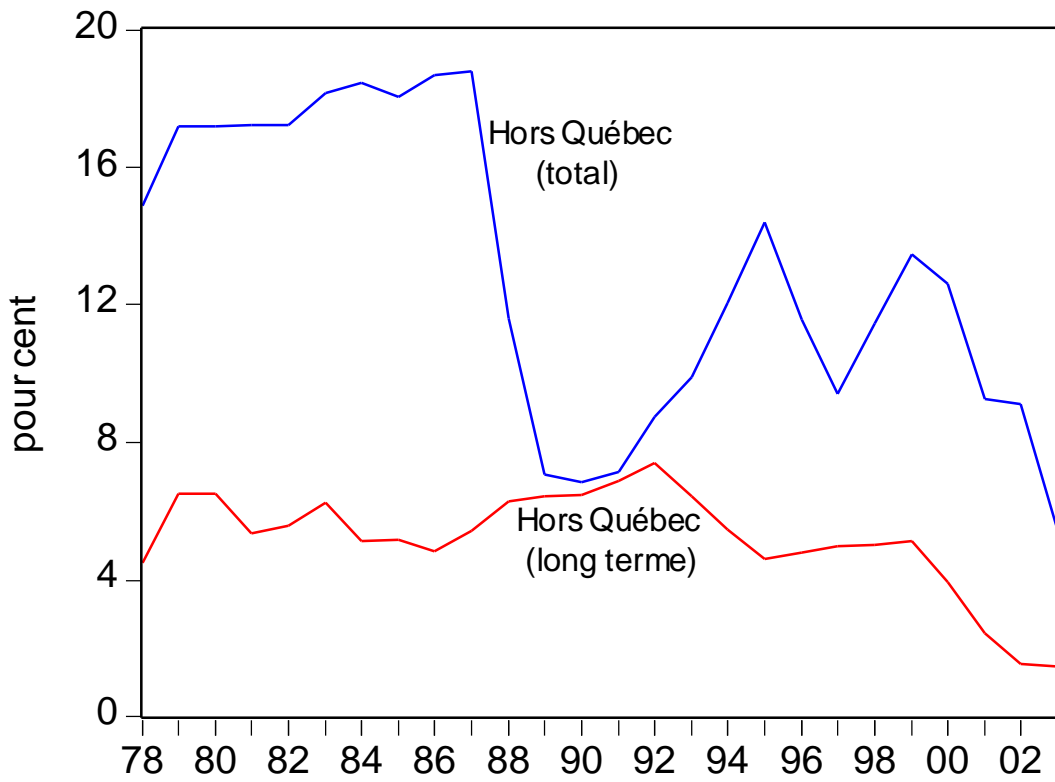
^b Le prix moyen est obtenu en divisant le montant global par la quantité vendue. Les prix et les montants globaux sont exprimés en monnaie canadienne.

^c Les exportations et les importations comprennent les transactions interprovinciales aussi bien qu'internationales.

^d Exportations moins importations.

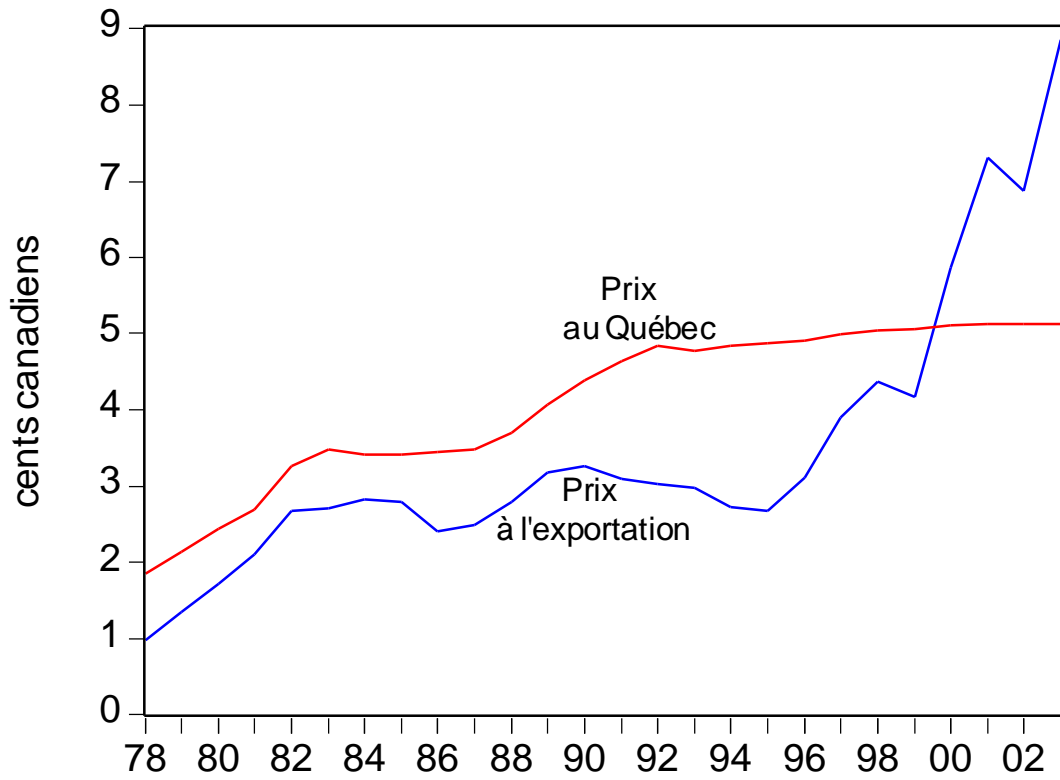
Sources : Hydro-Québec; ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs.

Figure 1
Volume d'électricité vendu hors Québec en pourcentage
du volume des ventes à toutes destinations, 1978-2003



Source: Hydro-Québec.

Figure 2
Prix moyen de l'électricité vendue
à l'exportation et au Québec, 1978-2003



Source: Hydro-Québec.