

*Les cahiers de
l'Institut économique
de Montréal*

Claude Garcia

**Comment la privatisation d'Hydro-Québec
permettrait-elle d'enrichir
les citoyens québécois?**

Février 2009





*Institut
économique
de Montréal*

Des idées pour enrichir le Québec

Site Web : www.iedm.org

Présidente du conseil : Hélène Desmarais
Président : Michel Kelly-Gagnon
Vice-président et économiste en chef : Marcel Boyer

L'Institut économique de Montréal (IEDM) est un organisme de recherche et d'éducation indépendant, non partisan et sans but lucratif. Il œuvre à la promotion de l'approche économique dans l'étude des politiques publiques. Fruit de l'initiative commune d'entrepreneurs, d'universitaires et d'économistes, l'IEDM ne reçoit aucun financement public.

Les opinions de l'auteur de la présente étude ne représentent pas nécessairement celles de l'IEDM ou des membres de son conseil d'administration. La présente publication n'implique aucunement que l'IEDM ou les membres de son conseil d'administration souhaitent l'adoption ou le rejet d'un projet de loi, quel qu'il soit.

Reproduction autorisée à des fins éducatives et non commerciales à condition de mentionner la source.

Infographie : Valna Graphisme & Impression

© 2009 Institut économique de Montréal

ISBN 978-2-922687-24-8

Dépôt légal : 1^{er} trimestre 2009
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
Bibliothèque et Archives Canada

Imprimé au Canada

Claude Garcia

**Comment la privatisation d'Hydro-Québec
permettrait-elle d'enrichir
les citoyens québécois?**

Les Cahiers de recherche de l'Institut économique de Montréal

•

Février 2009

Table des matières

LISTE DES TABLEAUX	4
LISTE DES ABRÉVIATIONS	5
RÉSUMÉ	6
AVANT-PROPOS	8
CHAPITRE 1 : L'ORIGINE D'HYDRO-QUÉBEC	9
CHAPITRE 2 : LA LIBÉRALISATION DU MARCHÉ NORD-AMÉRICAIN	17
CHAPITRE 3 : L'EFFICACITÉ OPÉRATIONNELLE	20
CHAPITRE 4 : L'UTILISATION DU CAPITAL	26
CHAPITRE 5 : L'EXPÉRIENCE DU ROYAUME-UNI	40
CHAPITRE 6 : LA HAUSSE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ	43
CHAPITRE 7 : LA STRATÉGIE DE PRIVATISATION	47
CHAPITRE 8 : L'APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE	55
CHAPITRE 9 : LA PROTECTION DU CONSOMMATEUR QUÉBÉCOIS D'ÉLECTRICITÉ	59
CHAPITRE 10 : LE RÔLE DU GOUVERNEMENT DU QUÉBEC	63
CHAPITRE 11 : LE RÔLE D'HYDRO-QUÉBEC	70
CHAPITRE 12 : LE « CONTRAT SOCIAL »	73
CHAPITRE 13 : LES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ	76
CHAPITRE 14 : L'ÉLECTRICITÉ ET LES ALUMINERIES	79
CONCLUSION	84
ANNEXE 1 : UNE BRÈVE DESCRIPTION DES ENTREPRISES-TÉMOIN	86
ANNEXE 2 : LA STANDARD LIFE, UN EXEMPLE DE DÉMUTUALISATION	88
À PROPOS DE L'AUTEUR	89

Liste des tableaux

Tableau 3.1 : Sources d'énergie utilisées	20
Tableau 3.2 : Nombre de clients par employé	21
Tableau 3.3 : Frais d'exploitation par client pour le transport et la distribution	22
Tableau 3.4 : Longueur du réseau de transport et de distribution	23
Tableau 3.5 : Frais d'exploitation par client	24
Tableau 4.1 : Coût de construction des centrales par MW selon le promoteur	27
Tableau 4.2 : Prix de revient de l'électricité selon le promoteur	29
Tableau 4.3 : Analyse du budget annoncé des projets de construction d'Hydro-Québec par rapport aux coûts finaux	30
Tableau 4.4 : Facteur d'utilisation de la puissance installée	31
Tableau 4.5 : La pointe de consommation par rapport à la moyenne	32
Tableau 4.6 : La saisonnalité de la consommation d'électricité	33
Tableau 4.7 : Investissements dans le transport	36
Tableau 6.1 : Évolution des redevances pendant la période de transition	46
Tableau 7.1 : État des résultats pendant la période de transition	48
Tableau 7.2 : Tarif moyen d'électricité	52
Tableau 7.3 : Ratios financiers des entreprises-témoin	53
Tableau 8.1 : Montant des dividendes imposables pour les Québécois qui ont déclaré un revenu de 50 000 \$ ou plus	56
Tableau 9.1 : Impact de la hausse de tarif et du dividende sur le client à faible revenu	59
Tableau 9.2 : Impact de l'impôt sur les dividendes et à la vente des actions	60
Tableau 9.3 : Consommation moyenne par usage pour l'ensemble des ménages	61
Tableau 10.1 : Revenus du gouvernement à la suite de la vente de ses actions	64
Tableau 11.1 : Ratios financiers pendant la période de transition	71
Figure 13.1 : Exportations d'électricité	76
Tableau 14.1 : Taux de chômage par région administrative	80

Liste des abréviations

M\$: Million de dollars

G\$: Milliard de dollars

kW : Kilowatt

MW : Mégawatt (mille kilowatts)

kWh : Kilowattheure

MWh : Mégawattheure (mille kilowattheures)

GWh : Gigawattheure (1 million de kilowattheures)

TWh : Térawattheure (1 milliard de kilowattheures)

km : Kilomètre

Résumé

L'étude commence par une histoire de l'implantation de l'électricité au Québec et nous donne un aperçu des motifs qui ont amené le Québec à nationaliser la production et la distribution de l'électricité et à en confier la gestion à Hydro-Québec. Un résumé est également présenté des aménagements faits pour permettre à Hydro-Québec d'augmenter substantiellement ses exportations aux États-Unis à la suite de la libéralisation du marché américain à la fin du siècle précédent.

Afin d'analyser le rendement d'Hydro-Québec sous divers angles, un groupe-témoin d'entreprises américaines de production, de transport et de distribution d'électricité est constitué. Il est démontré de plusieurs façons qu'Hydro-Québec affiche un niveau d'efficacité opérationnelle moins élevé que celui du groupe de comparaison. Elle pourrait économiser au moins 1 G\$ chaque année si elle rendait ses frais d'exploitation comparables à ceux des entreprises privées les plus efficaces.

Lors de la construction de centrales au cours des années, Hydro-Québec n'a pas fait preuve d'une grande discipline financière puisque le prix de revient de l'électricité qu'elle va produire à l'aide de certaines de ses centrales est plus du double du prix de revient de l'électricité produite par de petites centrales du secteur privé. Le coût de construction d'une centrale par Hydro-Québec dépasse de 26 %, en moyenne, le budget annoncé pour chaque projet. Ces faiblesses notées dans la gestion de projets d'investissement importants ne se limitent pas à la division de la Production puisque des lacunes semblables ont été relevées dans les autres divisions de l'entreprise. Une meilleure gestion des projets d'investissement permettrait à Hydro-Québec de diminuer, à terme, de plus de



1 G\$ les dépenses encourues chaque année pour le service de la dette et l'amortissement de ses immobilisations.

De plus, on constate que le bénéfice annuel d'Hydro-Québec passerait de 2882 M\$ à 709 M\$ si l'entreprise devait payer le prix du marché pour l'électricité qu'elle obtient des chutes Churchill. Est-il raisonnable de se contenter d'une contribution si minime de notre principale richesse collective? Comment présenter un bénéfice si faible de l'exploitation d'un parc hydroélectrique aussi important? Ce chiffre à lui seul supporte la position voulant que le bénéfice annuel d'Hydro-Québec devrait dépasser 5 G\$ si elle utilisait mieux le capital dont elle dispose et si elle faisait preuve, dans son exploitation, d'une productivité équivalente à celle des entreprises les plus efficaces.

Il y a plusieurs similitudes entre l'expérience britannique avant la privatisation de l'industrie électrique et le portrait d'Hydro-Québec que révèle l'analyse de l'auteur : surabondance de personnel; structure de coûts plus élevés que nécessaire; investissements plus importants que nécessaire et absence de concurrence. La privatisation a permis de renouer avec les bénéfices au Royaume-Uni malgré une baisse de tarif de plus de 30 % de 1990 à 2005 (en tenant compte de l'inflation). Si le Royaume-Uni a connu le succès toutefois, c'est parce que la privatisation a été accompagnée d'une réforme en deux volets de la gouvernance de l'industrie. Tout d'abord, on a modifié le modèle de réglementation afin d'inciter les participants du marché à augmenter leur efficacité. De plus, on a fait jouer la concurrence dans toute la mesure du possible, notamment en donnant à tous les consommateurs britanniques le choix de leur fournisseur d'électricité.

En plus de prendre les mesures nécessaires pour améliorer le rendement d'Hydro-Québec au bénéfice de toute la société québécoise, il est proposé de modifier notre stratégie à l'égard de l'industrie de l'aluminium. L'augmentation de la capacité de production d'aluminium au Québec, aluminium que nous exportons à 90 % aux États-Unis, a coïncidé avec une réduction de la capacité de production de ce métal au sud de notre frontière. Par ailleurs, la déréglementation du marché de l'énergie aux États-Unis a augmenté considérablement la valeur de l'électricité que nous produisons au Québec. Contrairement à la situation des années 1980, pendant lesquelles le Québec disposait de surplus d'électricité pour lesquels il n'y avait que peu de débouchés, le marché américain est maintenant assoiffé d'énergie et prêt à payer beaucoup plus pour celle-ci. Le Québec se prive en moyenne d'une somme d'au moins 2 G\$ par année en continuant de subventionner ainsi l'électricité fournie aux alumineries. Si on ajoute cette somme de 2 G\$ en bénéfices perdus aux 5 G\$ de bénéfices possibles avec de meilleurs résultats financiers chez Hydro-Québec, cela signifie que les bénéfices d'Hydro-Québec pourraient atteindre 7 G\$ sans augmenter les bas tarifs d'électricité qui prévalent au Québec.

Il est temps de modifier notre stratégie et d'obtenir d'Hydro-Québec un rendement à la mesure de ce que les entreprises québécoises sont capables de produire de mieux. Comme les gouvernements qui se sont succédé depuis 1944 n'ont pas voulu ou n'ont pas été en mesure d'obtenir d'Hydro-Québec de meilleurs résultats financiers, il est proposé de s'inspirer de l'exemple britannique et de privatiser Hydro-Québec. La privatisation d'Hydro-Québec incitera la direction à prendre rapidement les mesures appropriées afin d'améliorer la productivité et les résultats financiers de l'entreprise. Cette privatisation procurera beaucoup d'avantages aux Québécois dans la mesure où elle s'accompagnera également d'une réforme du rôle de la Régie de l'énergie et dans la mesure où elle leur donnera la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité. Pour faciliter ce choix, il est essentiel que les tarifs d'électricité au Québec augmentent au niveau du marché.

L'auteur propose que 90 % des revenus additionnels qui proviendront de l'ajustement au marché des tarifs d'électricité soient versés en redevances annuelles au gouvernement du Québec afin que ce soit la société québécoise, plutôt que les futurs actionnaires d'Hydro-Québec, qui bénéficie des retombées de cette mise à niveau. Le gouvernement touchera ainsi des redevances de 8,0 G\$ par année lorsque les tarifs auront rejoint le niveau du marché et encaissera 24,7 G\$ de la vente progressive de ses actions d'Hydro-Québec. La privatisation va également permettre à la vérité des prix de jouer pleinement son rôle : si le gouvernement du Québec désire subventionner l'industrie de l'aluminium à l'avenir, il devra le faire explicitement en sollicitant des crédits de l'Assemblée nationale plutôt qu'en ordonnant à Hydro-Québec de le faire.

Il est clair que les consommateurs québécois d'électricité vont devoir payer plus cher leur électricité si on accepte cette proposition. Les consommateurs d'électricité vont réagir et s'adapter rapidement à la hausse de tarif proposée en réduisant leur consommation et en choisissant d'autres formes d'énergie mieux adaptées à leurs besoins. Il est proposé d'indemniser totalement ou partiellement tous les clients résidentiels d'Hydro-Québec en leur octroyant un certain nombre d'actions gratuites d'Hydro-Québec lors de l'inscription en Bourse de celle-ci¹.

Faute d'adopter l'ensemble des mesures que nous proposons ici, la société québécoise laisse sur la table chaque année une somme de plus de 10 G\$, calculée comme suit :

Amélioration de la productivité	
d'Hydro-Québec :	2,1 G\$
Augmentation des redevances :	
	6,1 G\$
Subventions à l'industrie	
de l'aluminium :	2,0 G\$
Total :	10,2 G\$

1. Certains argumenteront que l'on devrait réduire la somme des redevances d'un montant égal aux revenus que générerait la hausse de tarifs proposée. Nous ne souscrivons pas à cet argument parce que ces redevances additionnelles vont permettre une baisse importante des impôts des Québécois.

Avant-propos

Hydro-Québec occupe une place importante dans la société québécoise et dans l'imaginaire collectif. À la suite des nationalisations successives de 1944 et de 1962, on lui a confié le mandat de mettre en valeur la principale source de richesse du Québec : l'hydroélectricité. Devant la fragilité des finances publiques québécoises, plusieurs commentateurs ont suggéré une hausse des tarifs d'électricité afin que cette société d'État fournisse une contribution plus importante que par le passé. Dans un texte d'opinion publié par *La Presse* le 2 juin 2007, j'ai voulu chiffrer la valeur d'Hydro-Québec dans le cas où on augmentait les tarifs d'électricité au niveau du marché nord-américain. Ainsi, les Québécois pourraient prendre conscience de l'ampleur de cette richesse collective.

L'Institut économique de Montréal (IEDM) a organisé un débat entre son vice-président et économiste en chef, Marcel Boyer, et moi-même pour en discuter. Constatant l'intérêt manifesté envers la question, Paul Daniel Muller, alors président de l'IEDM, a suggéré la publication d'un cahier de recherche plus détaillé sur le sujet. Voilà pour l'origine de cette étude.

Messieurs Marcel Boyer et Paul Daniel Muller ont lu quelques versions préliminaires de ce document; leurs nombreuses suggestions m'ont permis de l'améliorer grandement. Je tiens également à remercier messieurs Yvan Allaire, Claude Dalphond, Claude Descoteaux, et Pierre Lortie qui m'ont fait de nombreux commentaires susceptibles de rendre le texte plus adéquat. J'ai également reçu des suggestions pertinentes d'une autre personne qui a préféré demeurer anonyme.

Madame Danielle Grégoire a parcouru les deux dernières versions du manuscrit. Sa maîtrise de la langue française et ses nombreuses suggestions ont rendu le texte beaucoup plus facile à suivre.

J'assume toutefois la responsabilité totale pour toutes les erreurs qui pourraient encore se retrouver dans ce texte.

Claude Garcia
Le 25 septembre 2008

Chapitre 1

L'origine d'Hydro-Québec

Le 12 février 1962, lors de l'ouverture officielle de la Semaine nationale de l'électricité, le ministre des Richesses naturelles, M. René Lévesque, est l'orateur invité. Il rappelle que 46 entreprises se partagent la production de l'électricité au Québec, soit une puissance de pas moins de 9710 MW. Quatre d'entre elles contrôlent 85 % de cette puissance : Hydro-Québec (35,7 %), Aluminium Company of Canada (Alcan) (27,5 %), Shawinigan Water and Power Company (16,5 %) et Gatineau Power (5,6 %). Le ministre dit ensuite que les tarifs d'électricité varient considérablement d'une région à l'autre et qu'ils sont démesurément élevés dans les régions éloignées de la métropole, entravant ainsi le développement potentiel des industries dans ces milieux.

Ce moment historique pourrait servir d'introduction au présent document. Si on effectue un arrêt sur image et qu'on se remémore ce qui s'est passé avant 1962 dans le monde de l'électricité au Québec, c'est un foisonnement d'activités, de créativité, de rivalités, d'inventions, d'échecs et de succès qui viennent à l'esprit. Sans entrer dans les détails, esquissons la trajectoire qui a mené de la « bougie électrique » en 1878 à la décision du gouvernement du Québec, dirigé par Adélar Godbout, d'acheter les actifs de la compagnie Montreal Light, Heat and Power en 1944 afin de former ainsi une compagnie de production et de distribution d'électricité sous l'autorité du gouvernement et suivons le développement de la jeune Hydro-Québec jusqu'en 1962.

Cette nouvelle énergie pouvait remplacer avantageusement l'éclairage au gaz des rues des municipalités et elle représentait une innovation énergétique pour les industries, qu'elles soient

grandes ou petites. Dès la fin du XIX^e siècle, des industriels, des ingénieurs et des hommes d'affaires s'investirent dans la production, le transport, la distribution et la vente de l'électricité. Celle-ci, à cette époque, était considérée comme un produit de luxe. À Montréal, en 1909, le tarif de base était de 15 ¢ le kWh!

Il fallait des bénéfices, le financement des entreprises était ardu, quelquefois instable et certains y ont laissé leur chemise alors que d'autres se sont enrichis. De 1880 à 1920, l'électricité s'installe dans les mœurs, ses applications transforment le visage des villes, les tramways sillonnent les rues, celles-ci sont garnies des fameux poteaux de bois qui supportent les fils électriques. Les ingénieurs et les hommes d'affaires ont saisi le potentiel énergétique des principaux cours d'eau, surtout du Saint-Laurent et de la Saint-Maurice.

Certaines compagnies d'électricité se sont démarquées, tant dans le domaine du financement que dans celui des fusions ou achats des concurrents ou des petites entreprises, et elles ont ainsi dominé le marché de l'électricité dans les régions. Dans les années 1920 et 1930, les gros joueurs sont la Montreal Light Heat and Power Company, la Shawinigan Water and Power Company, la Quebec Power Company, la Southern Canada Power Company, la Gatineau Power Company et la Compagnie d'électricité du Bas-Saint-Laurent. À Montréal, la Montreal Light Heat and Power a créé un petit empire en acquérant les réseaux de production de ses concurrents. Elle se maintient en dépit de la crise économique de 1929, bien que ses revenus faiblissent en 1932. Elle a dû diminuer ses tarifs d'électricité de façon radicale. En 1924, ils s'établissaient à 4 ¢ le kWh².

L'ombre de cet empire sur la région de Montréal, associé aux rigueurs de la crise

1. Ce rappel historique s'inspire surtout de l'ouvrage suivant : André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *Québec, un siècle d'électricité*, Libre Expression, 1984 (voir p. 71 pour le tarif de 15¢).
2. *Id.*, p. 107. D'après une série d'articles dans le *Montreal Herald*.

économique qui se poursuivait dans les années 1930 ainsi qu'aux coûts relativement élevés de l'électricité, a donné naissance à des explosions d'animosité de la part de la population. Déjà, certains hommes politiques, dont le maire de Saint-Hyacinthe, T.D. Bouchard, s'élevaient contre la trop grande concentration de l'électricité entre les mains de quelques compagnies et dénonçaient les monopoles ou trusts de l'électricité. La province de l'Ontario avait, quant à elle, pris à sa charge la production et la distribution de l'électricité depuis le début du siècle et présentait un exemple pour ces hommes politiques.

En 1933 et 1934, le mouvement de contestation prenant de l'ampleur, le gouvernement Taschereau crée une commission d'enquête dont le mandat est le suivant : étudier le bien-fondé de la nationalisation des compagnies d'électricité, de la municipalisation des réseaux urbains et les effets qui en découleraient dans les districts ruraux, étudier la possibilité de réduire les tarifs d'électricité et étudier les exigences et les coûts de l'électrification rurale. Ernest Lapointe, député libéral à la Chambre des communes, préside la commission.

La Commission Lapointe ne se prononce pas en faveur de la nationalisation, elle recommande cependant la création d'un organisme de contrôle ayant autorité sur l'établissement de nouvelles centrales, sur l'échelle des tarifs, sur les fusions et sur l'évaluation de l'actif réel des compagnies. Le premier ministre Taschereau donne suite et institue une Commission de l'électricité de trois membres laquelle en plus d'un an émet près d'une centaine d'ordonnances.

Lors de la session législative suivante, l'Union nationale est au pouvoir et la Commission d'électricité est remplacée par la Régie provinciale de l'électricité dont le nombre de membres est porté à cinq. En 1938, la Régie enquête sur les tarifs de l'électricité en vue de les diminuer. Elle ordonne aux compagnies d'établir et de mettre à jour le registre de leurs titres, propriétés immobilières, droits et servitudes ainsi que ceux de leurs filiales. L'inventaire de ces actifs

sera long et ardu surtout pour la Montreal Light Heat and Power Consolidated (MLHPC) dont les archives sont incomplètes. Celle-ci s'est livrée au cours des années à de nombreuses réorganisations corporatives destinées à cacher le taux réel de rendement sur le capital investi³.

Le rapport de la Régie n'est pas favorable à la MLHPC parce que la valeur comptable est supérieure à la valeur réelle⁴. Le nouveau chef de l'opposition, Adélard Godbout, fort de ces analyses et de l'expérience de l'Ontario, inscrit l'acquisition de la MLHPC au programme électoral du Parti libéral et gagne les élections de 1939.

Le soin de rédiger la loi qui institue la jeune Hydro-Québec avait été confié à Me Louis-Philippe Pigeon. La nouvelle corporation, appelée Commission hydroélectrique de Québec, reçoit le mandat suivant : « fournir l'énergie aux municipalités, aux entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens de cette province aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière. Elle (la Commission) doit établir le tarif applicable à chaque catégorie d'utilisateurs suivant le coût réel du service fourni à cette catégorie en autant que cela est pratique ». Notons l'accent placé sur les municipalités, sur l'industrie, sur les citoyens de la province et non seulement de Montréal, sur le taux le plus bas, mais reflétant le coût réel du service fourni aux diverses catégories d'utilisateurs.

En mars 1944, Godbout soumet le projet de loi autorisant l'acquisition des actifs de la MLHPC et la création de la Commission hydroélectrique de Québec. La loi est adoptée le 14 avril et le lendemain, un samedi, les cinq commissaires viennent prendre possession des lieux⁵.

3. John H. Dales, *Hydroelectricity and Industrial Development: Quebec, 1898-1940*, Harvard University Press, 1958, p. 119.

4. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 115 et 116. Les auteurs s'appuient sur les rapports d'inventaire de J. A. Beauchemin et J. R. Desloover, ingénieurs (1942) et sur celui de 90 pages que le comptable agréé Cecil A. Ellis terminera en 1946.

5. *Id.*, p. 122. Les commissaires, comme on appelait les directeurs de la corporation, ont tenu 1997 réunions de 1944 à 1978 (voir p. 399).

Chaque année, la Commission doit faire rapport à l'Assemblée législative, par l'entremise du ministre responsable. Elle doit aussi se faire autoriser par les mêmes instances à construire barrages, centrales et lignes de transport d'énergie.

Les tarifs d'électricité pour usage domestique et commercial sont réduits de 13 %, le tarif courant bénéficiera d'une seconde réduction de 10 % en 1947 et restera inchangé jusqu'en 1963. En 1947, le gouvernement de l'Union nationale de Maurice Duplessis, qui a repris le pouvoir, complète l'acquisition des actifs de la MLHPC à raison de 25 \$ l'action pour un montant de 112 M\$. Ce gouvernement ne fera pas d'autres acquisitions de ce genre et choisit d'instituer un système de coopératives pour amener l'électricité dans les régions plus éloignées des centres urbains ou des grandes installations électriques⁶.

Le développement de la puissance hydroélectrique (1944-1962)

Un des premiers défis de la jeune Hydro-Québec était justement de « fournir l'énergie » et à la fin de la Deuxième Guerre mondiale (1939-1945) on pouvait prévoir une augmentation de la demande, sans cependant en être certain. Effectivement, la demande d'électricité a doublé de 1944 à 1954. En 1944, Hydro-Québec dispose de quatre centrales électriques totalisant une puissance de 616 MW : Chambly, Les Cèdres, Rivière-des-Prairies et la presque totalité de la section 1 de Beauharnois. Ce n'est même pas suffisant pour répondre à la demande actuelle, donc encore moins à la demande future. Il faut augmenter la capacité de production.

Pendant les dix-huit années précédant 1962, Hydro-Québec développera sa capacité de production qui passera de 616 MW à plus de 4000 MW.

Durant cette période, elle complétera la centrale de Beauharnois (en 1958) réalisant, après 40 ans, le rêve du concepteur de Beauharnois, R.D. Swezey. L'ensemble de l'aménagement de la Bersimis sera mis en exploitation en 1959. De plus, Hydro-Québec achète quelques petites centrales appartenant au gouvernement, aménagement Rapide 2 sur la rivière des Outaouais et débute, en 1959, les travaux de la future centrale de la pointe Carillon.

Le gouvernement libéral de Jean Lesage

C'est en 1960 que Jean Lesage et son équipe, dite « équipe du tonnerre », prennent le pouvoir sous la bannière du Parti libéral du Québec. C'est une période de changement sur plusieurs fronts. René Lévesque sera responsable du ministère des Richesses naturelles. Il est conscient du levier économique que représentent les forces hydroélectriques que nous venons de décrire.

Dans son discours du 12 février 1962, rappelons que le ministre fait valoir l'importance de niveler les tarifs d'électricité pour favoriser l'industrialisation des régions éloignées, riches en minerais. Il vise à intégrer les réseaux d'électricité sous une même direction pour profiter pleinement des cours d'eau et des réservoirs et pour minimiser les pertes d'électricité en cours de transport. Il veut aussi coordonner les investissements, réduire les coûts fixes d'administration et éviter de payer 15 M\$ d'impôt au gouvernement fédéral.

L'auditoire fut peut-être saisi par la détermination du ministre de prendre en mains une autre acquisition majeure des actifs des compagnies d'électricité, mais les études des spécialistes du ministère des Richesses naturelles étaient là, les problèmes avaient été analysés depuis plusieurs années. En janvier 1962, le Conseil d'orientation économique, mis sur pied par le premier ministre, avait fait siennes les conclusions du ministère des Richesses naturelles.

6. Jean-Louis Fleury, *Les porteurs de lumières : l'histoire de la distribution de l'électricité au Québec*, Éditions MultiMondes, 2004. Voir plus précisément le chapitre 2, p. 91.

Après l'événement du 12 février, une polémique fait rage dans les journaux entre le ministre et les représentants des compagnies d'électricité; des tracts sont publiés, des discours sont prononcés. René Lévesque expose méthodiquement les avantages de l'intégration des réseaux et de l'exploitation rationnelle des eaux. Il se déplace avec une carte murale sur laquelle sont indiqués les territoires de chacune des compagnies et il inscrit, sur un tableau, les enjeux financiers.

D'une part, les journaux francophones publient des séries d'articles dans lesquels la question est fouillée et ils se trouvent d'accord avec le ministre. D'autre part, il semble ne pas y avoir unanimité au cabinet provincial, ni au Parti libéral. Jean Lesage déclenche des élections sur cette question pour le 14 novembre 1962.

Pendant la campagne électorale, le Parti libéral promet des baisses du compte d'électricité à 458 541 foyers. Le 14 novembre, les libéraux remportent les élections et le 28 décembre, on est prêt à procéder. Le gouvernement a adopté les arrêtés en conseil autorisant Hydro-Québec à acquérir les actions ordinaires des dix compagnies dont la raison d'être est de distribuer de l'électricité. Le coût sera finalement de 604 M\$ pour les sept compagnies inscrites en Bourse, le comité technique formé par le ministre, avant l'élection, avait prévu 600 M\$. L'offre d'Hydro-Québec aux actionnaires des différentes compagnies sera faite le 22 février 1963 et le 19 avril, plus de 90 % des actions ordinaires des sept compagnies inscrites en Bourse sont déposées chez le fiduciaire désigné⁷. Un an et dix jours se sont écoulés entre le discours et l'offre aux actionnaires⁸!

Le 1^{er} mai 1963, la Commission hydroélectrique de Québec prend possession des sept

compagnies ainsi que de leurs filiales. L'histoire se répète, la loi de 1944 est toujours en vigueur. Hydro-Québec désigne sept administrateurs délégués pour la Southern Canada Power Company, la Compagnie d'électricité Shawinigan, la Compagnie de pouvoir du Bas-Saint-Laurent, la Gatineau Power Company, la Northern Quebec Power Company, la Compagnie électrique du Saguenay et la Quebec Power Company. La tâche n'est pas mince pour la nouvelle Hydro-Québec. Il s'agit de créer une entreprise unifiée à partir d'entités étrangères tout en assurant une continuité de service pour les abonnés.

En mai 1965, le directeur général d'Hydro-Québec, Robert Boyd, présente une analyse des résultats de la nationalisation. La plupart des tarifs ont été abaissés à des niveaux comparables à ceux en vigueur à Montréal à un coût de 6 M\$ pour Hydro-Québec en 1964. Par ailleurs, Hydro-Québec prévoit faire des économies en améliorant la gestion des réservoirs et en revendant l'énergie excédentaire à Ontario Hydro et à l'usine d'Alcoa à New York⁹. Des ententes avec des fournisseurs ont été renégociées à la baisse¹⁰.

Afin de mieux s'adapter à l'ampleur des nouvelles tâches, on a remanié la structure administrative. En 1965, Robert A. Boyd devient directeur général, Léo Roy assume la direction de la division Distribution et Ventes et J. Villeneuve celle de la division Production et Transport. Le territoire est divisé en régions administratives et toutes les structures administratives sont réorganisées à l'échelle provinciale. Le 1^{er} janvier 1966, la nouvelle Hydro-Québec est prête¹¹.

7. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 282.

8. Les trois compagnies non inscrites en Bourse seront acquises pour moins de 1 M\$ un peu plus tard. En décembre 1963, l'opération sera complétée par l'acquisition, au coût de 11 M\$, de la plupart des coopératives d'électricité créées sous le régime de l'Union nationale. En 1977, Hydro-Québec fera des offres d'achat à 60 petits réseaux indépendants, dont 27 qui les acceptent.

9. Déjà en 1940, la MLHPC vendait 1,5 TWh à ces deux clients, soit 40 % de ses ventes totales. Voir John H. Dales, *op. cit.*, note 3, p. 116.

10. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 284.

11. Dans les années 1980, les derniers vestiges financiers de la nationalisation de 1963 disparaîtront : en 1984, la dette à long terme des compagnies acquises sera éteinte avec le remboursement d'une obligation de 775 000 \$ contractée en 1959 par la Compagnie de pouvoir du Bas-Saint-Laurent et l'emprunt de 300 M\$ sera remboursé en 1988.

Les années épiques

On ne peut parler de l'Hydro-Québec des années 1960 sans souligner les aménagements hydroélectriques des rivières Manicouagan et des Outardes. Les travaux effectués à Carillon et à Bersimis démontraient la maîtrise des ingénieurs et des autres artisans de ces ouvrages. On pouvait entreprendre plus grand.

Dès 1959-1960, on commençait la première centrale de la rivière Manicouagan, communément appelée Manic 5. Hydro-Québec a finalement construit 25 groupes générateurs répartis sur sept centrales, quatre sur la rivière Manicouagan et trois sur la rivière aux Outardes. Cet ensemble pourra fournir une puissance de 5517 MW lorsque le chantier sera terminé en 1978. Un temps fort des travaux sur la Manicouagan fut le 29 novembre 1965, alors que les groupes générateurs étaient prêts à produire l'électricité et que le premier ministre Jean Lesage a inauguré la ligne de transmission de 735 kV¹². Le problème du transport de l'électricité sur de grandes distances, de l'ordre de Manicouagan-Montréal, a été résolu de façon audacieuse par nos ingénieurs au moyen de la ligne de tension de 735 kV. Un autre moment historique fut l'inauguration du barrage Daniel-Johnson, barrage qui a pour fonction de régulariser l'alimentation en eau des centrales de la Manicouagan et dont la vue coupe le souffle tant il est grandiose.

Parallèlement à l'aménagement des rivières Manicouagan et des Outardes, Hydro-Québec et la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited [ci-après la « CF(L)Co »] ont signé le 12 mai 1969 un contrat en vertu duquel Hydro-Québec s'est engagée à acheter la quasi-totalité de l'énergie produite par la centrale des chutes Churchill, d'une puissance nominale de 5428 MW. Venant à échéance en 2016, ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues¹³. Les négocia-

tions qui ont précédé la signature du contrat ont duré plus de quinze ans. Le prix du kilowattheure a fluctué selon les époques, mais le prix moyen est inférieur à 0,3 ¢ pendant toute la durée de l'entente. Hydro-Québec, qui avait obtenu une participation de 20 % dans CF(L)Co Churchill Falls par l'entremise de la Shawinigan Water and Power en 1963, l'a augmentée à 34,2 % et détient en plus des obligations qui viendront à échéance en 2010¹⁴. C'est en décembre 1971 qu'un premier groupe générateur alimenta la ligne de transport d'Hydro-Québec.

Le projet du siècle

Les années 1960 furent dans l'ensemble fructueuses pour Hydro-Québec. Les intégrations se sont effectuées, la gestion et le développement de la puissance énergétique ont été réussis, les difficultés ont été surmontées. Il y aura cependant un développement énergétique encore plus spectaculaire dans la décennie suivante.

Le 30 avril 1971, après un an au pouvoir, le premier ministre Robert Bourassa annonce sa décision d'aménager le bassin de la Baie-James au coût de cinq à six milliards de dollars. La décision soulève enthousiasme et opposition. Après des débats houleux, le projet de loi instituant deux sociétés maîtres d'œuvre de l'aménagement de la Baie-James est adopté le 14 juillet 1971.

Sans entrer dans les détails, disons que les deux sociétés, la Société de développement de la Baie-James et la Société d'énergie de la Baie-James, étaient susceptibles d'avoir des responsabilités se chevauchant. Finalement, c'est la deuxième qui a pris la tête, sous la responsabilité pratique d'Hydro-Québec, et qui a fait avancer le dossier d'aménagement. Le 28 décembre 1971, le choix se portera sur l'aménagement de la Grande Rivière et il sera évalué à 6 G\$. Tout est laborieux, la préparation des conventions spéciales de travail échoue et on assiste, en 1974, à de graves conflits

12. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 317.

13. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 97.

14. *Id.*, p. 86.

qui obligent à suspendre les travaux et qui incitent le gouvernement à instituer la Commission d'enquête sur les relations de travail dans la construction (Commission Cliche). Les travaux à la Baie-James ne reprendront que sept semaines après les affrontements.

Des inquiétudes relatives aux conséquences écologiques du développement de la Baie-James font surface. Les nations autochtones habitant ce territoire intentent une action en Cour supérieure laquelle se conclut finalement le 11 novembre 1975 par une entente à long terme connue sous le nom de Convention de la Baie-James. En plus d'autres arrangements, une compensation financière de 225 M\$ sera versée aux nations Cri et Inuit.

Enfin, en août 1976, le coût de l'aménagement des 14 354 MW prévus s'est élevé graduellement et atteint maintenant 16 G\$. La pertinence du projet ne semble pas remise en cause, mais les observateurs s'accordent pour dire qu'il a été lancé avec une certaine précipitation. L'attitude du public a changé, on est plus critique et surtout des citoyens se mobilisent pour la préservation de l'environnement, des rivières, de la faune et du territoire agricole. L'euphorie est terminée.

Changement d'optique

Le 15 novembre 1976, le Parti Québécois, dirigé par René Lévesque, remporte les élections provinciales. Le nouveau ministre délégué à l'Énergie souhaite jeter les bases d'une politique énergétique pour le Québec. Sur fond de crise mondiale du pétrole amorcée en 1973 et avec une flambée des prix et une montée de l'inflation, il convoque une commission parlementaire en 1977. Plusieurs intervenants attaquent Hydro-Québec parce qu'elle ne consulte pas le public avant d'agir sur le territoire, on lui reproche ce qu'on appelle son gigantisme et on remet en question le choix de développer l'énergie nucléaire. On sent la frustration, une sorte de révolte se manifeste, parfois mal fondée.

Le ministre publie son livre blanc *Assurer l'avenir* en 1978, les mots-clés en sont : autonomie, économie, emploi, consommateurs et environnement. Le projet de loi dans lequel sont proposés les changements à l'organisation d'Hydro-Québec est adopté et la loi est sanctionnée le 13 juin 1978. Le statut de la Société d'énergie de la Baie-James est clarifié et la porte est ouverte à la formation d'une filiale chargée d'exporter le savoir-faire des ingénieurs québécois. La Commission hydroélectrique de Québec, créée en 1944, est abolie et remplacée par un conseil d'administration de onze membres. La question de l'environnement sera dorénavant omniprésente. En 1978, le gouvernement crée un Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et Hydro-Québec y comparaitra dans le cadre de la planification des travaux restants de la Baie-James.

En décembre 1980, le président du conseil d'Hydro-Québec présente au gouvernement le plan de développement pour la décennie. Ce plan requiert des investissements de 55 G\$, un nouveau complexe, celui de Grande-Baleine, serait mis en service au début des années 1990. Des contestations s'élèvent, souvent les positions sont contradictoires : certains ne veulent pas de ralentissement du développement, d'autres veulent stopper des investissements trop lourds pour le Québec et qui ne produisent pas des rendements suffisants, certains préconisent une utilisation accrue du gaz naturel pour le chauffage, d'autres souhaitent l'abandon complet de l'énergie nucléaire.

En 1980-1981, le ministre de l'Énergie et des Ressources tient une commission parlementaire à la fin de laquelle il conclut que le Québec devrait ralentir le développement des équipements et de la construction pour l'énergie électrique, qu'on devrait promouvoir l'économie de cette énergie et étudier la possibilité d'utiliser plus de gaz naturel. Il a déjà créé un organisme dont le mandat est d'explorer de nouvelles formes d'énergie.

Vers la même période, en mars 1981, le ministre des Finances, dans le cadre de la présentation

du budget, annonce qu'Hydro-Québec devra verser au gouvernement un premier dividende annuel de 150 M\$. Il justifie ce dividende en disant qu'« Hydro-Québec prévoit un ralentissement de ses investissements alors que ses tarifs devront, conformément à la politique énergétique du Québec, s'aligner sur les prix des autres formes d'énergie qui sont à la hausse »¹⁵. Il propose en même temps des balises pour limiter le dividende annuel en fonction du bénéfice net de l'exercice et du taux de capitalisation de l'entreprise à la fin de son exercice financier. Ces balises sont toujours en vigueur¹⁶.

Lors de l'étude du projet de loi qui donne suite aux annonces budgétaires, le président du conseil d'administration d'Hydro-Québec a bien noté l'importance du moment en discutant du mandat confié désormais à Hydro-Québec. Les tarifs deviennent ainsi un moyen de gérer la demande en fonction de l'évolution du contexte énergétique¹⁷ et Hydro-Québec n'a plus à fixer ses tarifs « aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière » comme c'était le cas depuis 1944.

On voit bien que les règles du jeu sont en train de changer. En février 1981, le directeur général d'Hydro-Québec, M. Robert A. Boyd, après une longue et fructueuse carrière, démissionne de son poste et sera remplacé, le 10 décembre 1981, par M. Guy Coulombe. Celui-ci restructure l'administration en cinq grandes divisions. Plusieurs postes de cadres sont abolis, 1000 employés quittent l'entreprise et 700 employés excédentaires, pour cause de réorganisation, retrouvent un nouveau poste. L'aménagement des complexes Manicouagan-Outardes, la production des chutes Churchill et l'aménagement de la Grande Rivière à la Baie-James dans un laps de temps relativement court ont créé un surplus de capacité de production. Rappelons que chacun de ces trois chantiers donnait plus d'électricité que ce dont disposait

Hydro-Québec avant la nationalisation de 1963¹⁸. Ajoutons à cette situation la conjoncture économique du début des années 1980 qui entraînait une baisse de consommation de l'électricité dans l'industrie ainsi que les bénéfices des campagnes d'économie d'énergie et l'on se retrouve dans une situation de surplus. Hydro-Québec prévoyait une production excédentaire de 430 TWh de 1984 à 1993.

La gestion du produit : exportation ou développement industriel

La gestion de l'électricité en tant que produit a toujours été complexe. Jusque dans les années 1960, l'électricité devait servir au développement industriel et à l'éclairage. C'était une hérésie de chauffer les résidences et les édifices à l'électricité. Petit à petit, grâce aux inventions des ingénieurs en électricité et grâce aux améliorations technologiques, le concept tout électrique émergea à partir de 1963. Le chauffage des résidences à l'électricité est passé de 3 % en 1966 à 44 % en 1981.

Pendant une importante partie de la deuxième moitié du XX^e siècle, Hydro-Québec a connu un mouvement de balancier entre la production et la consommation de l'électricité. On produit pour répondre à la demande, la production est forte, on fait la promotion du produit, la demande augmente, on incite à l'économie ou à la meilleure utilisation du produit, la campagne réussit ou les marchés stagnent à cause d'un ralentissement économique, alors on a des surplus, on recommence à faire de la promotion pour la vente, puis les barrages se remplissent mal, on craint de ne pouvoir répondre à la demande créée, c'est sans fin.

15. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 418.

16. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 93.

17. André Bolduc, Clarence Hogue et Daniel Larouche, *op. cit.*, note 1, p. 418.

18. Les complexes Manicouagan-Outardes et La Grande comptent pour 21 000 des 33 305 MW de puissance installée d'Hydro-Québec au 31 décembre 2007.

En 1983 donc, Hydro-Québec avait d'énormes surplus d'électricité à écouler et un réservoir de ressources humaines très qualifiées. Ces ressources et cette puissance ont été redirigées vers l'amélioration des procédés industriels du Québec tout entier. C'était une période exaltante pour le personnel des centres de recherche et pour le personnel sur le terrain qui trouvaient des solutions sur mesure aux problèmes des industries. Ces solutions passaient par une utilisation accrue de l'électricité, laquelle était offerte à tarifs préférentiels et souvent dans le cadre de contrats à long terme.

C'était peut-être une bonne solution pour les industries et pour l'époque, mais l'expérience aurait dû nous rendre conscients que les contrats généreux et à long terme sont rarement un bon choix pour celui qui se voit obligé d'écouler son produit de cette façon.

Chapitre 2

La libéralisation du marché nord-américain

Malgré l'abondance et le faible coût de revient de ses ressources hydroélectriques, le Québec ne pouvait pas rester à l'écart du débat sur la libéralisation du marché de l'électricité qui est enclenché depuis plusieurs années aux États-Unis et dans plusieurs pays européens¹. L'adoption par le Congrès américain en 1978 de la loi *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA) allait se révéler l'élément déclencheur du démembrement éventuel de l'ancien ordre électrique américain². La technique adoptée consiste à déréglementer les activités des producteurs d'électricité d'une taille inférieure à 80 MW tout en obligeant les grandes compagnies publiques de production et de distribution à acheter toute l'électricité qui leur est proposée, à un prix garanti³. De 1980 à 1987, la capacité de production des équipements PURPA a augmenté quatre fois plus rapidement que celle des producteurs traditionnels⁴.

En 1982, l'un des chefs de file de l'industrie, William Berry, président de la Virginia Power Company, avance l'idée (qui sera reprise au Royaume-Uni comme nous le verrons au Chapitre 5) de regrouper les actifs des grandes compagnies d'électricité dans de nouvelles entreprises dont les activités seraient exclusivement centrées sur l'une des trois fonctions de production, de transport ou de distribution. Selon ce schéma, les compagnies de distribution pourraient ainsi entrer directement en concurrence pour séduire la clientèle, par l'entre-

mise de réseaux de transport appartenant à des entreprises tierces⁵. L'idée fait son chemin et en 1986, le président Reagan nomme Martha Hesse à la tête de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) et lui confie le mandat d'étudier les moyens de faire entrer davantage de concurrence dans la production et la distribution de l'électricité⁶. Après un long débat au cours duquel les entreprises traditionnelles d'électricité commencent à percevoir les avantages d'une plus grande concurrence, les autorités réglementaires californiennes proposent en 1994 de permettre au consommateur d'acheter son électricité du fournisseur de son choix. Cette proposition entrera en vigueur en mars 1998⁷.

En 1992, le Congrès avait adopté une loi qui permettait à toute entreprise de production et de distribution d'électricité de s'adresser à la FERC pour obtenir de celle-ci un ordre imposant aux propriétaires de réseaux électriques de lui fournir tous les services de transport nécessaires (y compris, le cas échéant, l'installation de nouvelles capacités de transport là où leur développement s'impose). C'est en s'appuyant sur cette loi qu'en avril 1996, la FERC publie deux nouveaux règlements qui obligent les entreprises traditionnelles d'électricité 1) à s'ouvrir au transit de fournitures acheminées par d'autres producteurs concurrents (règle de l'*open access*), et 2) à se soumettre à un certain nombre de normes et procédures communes afin que ce droit d'accès soit vraiment égal pour tous⁸.

Comme nous le verrons au Chapitre 12, Hydro-Québec désire participer au marché américain. Elle dépose une demande auprès de la FERC pour obtenir le statut de négociant d'électricité sur le marché de gros. Le régulateur acquiesce en imposant les mêmes conditions qu'à tout autre concurrent : a) l'obtention d'un permis de la FERC, b) l'obligation d'offrir l'accès non

1. Henri Lepage et Michel Boucher, *La libéralisation des marchés de l'électricité*, Éditions Saint-Martin et Institut économique de Montréal, 2001, p. 12 et 13.

2. *Id.*, p. 26.

3. *Id.*, p. 27.

4. *Id.*, p. 28.

5. *Id.*, p. 31.

6. *Id.*

7. *Id.*, p. 47.

8. *Id.*, p. 48 et 49.

discriminatoire à son réseau de transport, c) des échanges sur la base du prix du marché, d) l'obligation de segmenter les activités de production, en distinguant notamment ses activités de transport en raison de leur caractéristique de monopole naturel⁹.

Les changements reliés à la libéralisation des marchés nord-américains du commerce de l'énergie influencent aussi le gouvernement qui publie un livre blanc en 1996. Il note que les réformes mises en oeuvre à cette époque dans plusieurs pays européens et en Amérique du Nord ont toutes comme objectif « d'abaisser les prix de l'électricité en favorisant la concurrence entre les producteurs »¹⁰. On crée cette concurrence en misant sur la réciprocité : si le Québec souhaite exporter de l'électricité, il doit offrir aux entreprises étrangères sur le marché québécois des conditions équivalant à celles dont il souhaite bénéficier sur les marchés extérieurs¹¹. Les entreprises étrangères pourront donc concurrencer Hydro-Québec sur le territoire du Québec : cette perspective n'inquiète pas Hydro-Québec parce qu'elle jouit des coûts de production d'électricité les moins élevés en Amérique du Nord¹².

Dans la foulée de cette réforme, le gouvernement du Québec crée, en 1997, la Régie de l'énergie afin d'offrir transparence et équité dans le secteur de l'énergie, tant dans les domaines d'activité où il y a un monopole, comme la distribution du gaz naturel et de l'électricité, que dans certains domaines soumis au libre marché, comme le secteur des produits pétroliers¹³. La Régie surveille les opérations du transporteur et des distributeurs d'électricité afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un « juste tarif ». Elle a pour fonction de surveiller les opérations des distributeurs afin de s'assurer que les con-

sommateurs aient un approvisionnement suffisant. Elle approuve également les plans d'approvisionnement et les programmes commerciaux des distributeurs d'électricité ainsi que les projets d'investissement en matière de transport ou de distribution d'électricité¹⁴. Composée de sept membres, elle a aussi le pouvoir d'examiner les plaintes des citoyens¹⁵.

Mais comment tenir compte des préoccupations économiques et participer au libre marché nord-américain de l'énergie si la Régie réglemente les tarifs? On a tenté de résoudre ce problème en dotant les divisions d'Hydro-Québec d'un caractère d'étanchéité et en réservant un bloc de production électrique pour le marché québécois, bloc dont la tarification sera sujette à l'approbation de la Régie. L'Assemblée nationale du Québec a adopté en 2000 la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie* qui avait comme premier objectif de préserver le « pacte social » en matière d'électricité et de garantir aux consommateurs québécois qu'ils pourront continuer à bénéficier de bas tarifs. À cet effet, le gouvernement a établi un volume d'électricité patrimoniale pour la production hydroélectrique et les contrats d'achat à long terme actuels d'Hydro-Québec, soit une quantité d'énergie annuelle maximale de 165 TWh, et il en a fixé le prix à 2,79 ¢ le kWh¹⁶. Au-delà de ce volume, la loi ouvre le marché de gros à la concurrence. Les coûts de transport et de distribution d'Hydro-Québec, qui demeurent fixés par la Régie de l'énergie, s'ajoutent au coût d'approvisionnement¹⁷. Malgré la déréglementation de la production, Hydro-Québec conserve l'entière responsabilité de la mise en valeur des sites de production hydroélectrique de plus de 50 MW¹⁸.

Déjà en 1997, Hydro-Québec a isolé ses activités de transport de ses activités de produc-

9. *Id.*, p. 299 et 300.

10. Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable*, 1996, p. 16.

11. *Id.*

12. Assemblée nationale du Québec, *Journal des débats, Commission permanente de l'économie et du travail*, 13 décembre 1996, p. 23.

13. Régie de l'énergie, *Rapport annuel 2006-2007*, p. 2.

14. Voir : *Id.*, p. 17. Chaque projet d'investissement de 10 M\$ pour la distribution et de 25 M\$ pour le transport fait l'objet d'une approbation distincte.

15. *Id.*, p. 5.

16. Le bloc patrimonial comprend les 31,8 TWh achetés de la Churchill Falls (Labrador) Co.

17. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2000*, p. 5.

18. *Id.*, p. 19.

tion, de distribution et de commercialisation de l'électricité, ce qui a donné naissance à sa nouvelle division TransÉnergie. TransÉnergie donne désormais accès à la capacité de son réseau à tous ceux qui veulent y transiter, c'est-à-dire Hydro-Québec, les distributeurs d'électricité au Québec, les producteurs privés, les réseaux voisins et les courtiers en énergie au Canada et aux États-Unis. Ce sont les exigences de séparation fonctionnelle, et plus particulièrement celle de neutralité, qui ont amené TransÉnergie à organiser ses services pour tenir compte du nouveau contexte du marché de l'énergie¹⁹. Quatre ans après sa mise en place, vingt clients étaient accrédités pour transporter leur électricité sur le réseau de TransÉnergie²⁰.

À la suite de l'adoption en 2000 de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie*, qui dérègle la production d'électricité au Québec, Hydro-Québec a finalisé la réorganisation de sa structure administrative amorcée en 1997. Elle a regroupé plusieurs responsabilités sous trois unités d'affaires : la production, le transport et la distribution²¹. En plus de ces trois divisions, un conseil d'administration composé de dix-sept membres et la division Hydro-Québec Équipement et Société d'énergie de la Baie-James complètent l'organisation d'Hydro-Québec.

Hydro-Québec Production approvisionne d'abord le marché québécois en électricité dans le cadre du bloc patrimonial²². Au-delà de ce volume, il vend l'électricité produite sur les marchés au Québec et hors Québec. En 2007, Hydro-Québec Distribution a acheté 90 % de sa production. Le parc d'Hydro-Québec Production représente une puissance installée de 35 647 MW à 93 % hydroélectrique. Il compte aussi 26 grands réservoirs d'une capacité de 175 TWh.

Hydro-Québec TransÉnergie exploite et gère le réseau de transport de l'électricité qui comprend 33 000 kilomètres de lignes et 509 postes. Cette division commercialise ses capacités de transit en assurant la fiabilité du réseau. S'ajoutent de nombreuses interconnexions qui permettent des échanges d'électricité avec les réseaux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et du nord-est des États-Unis. Le client principal est Hydro-Québec Distribution qui a absorbé 91 % des services de transport; les grossistes nord-américains en ont acheté 7 %.

Hydro-Québec Distribution a pour mission d'assurer à la clientèle québécoise une alimentation électrique fiable et des services de qualité dans un souci d'efficacité et de développement durable. La division compte 109 618 kilomètres de lignes, un centre de relations avec la clientèle réparti sur neuf sites et cinq centres d'exploitation de distribution. Ses clients, en 2007, se répartissaient comme suit : résidentiel, 51 %; commercial et affaires, 19 %; grandes entreprises, 30 %.

Hydro-Québec Équipement et la Société de la Baie-James effectuent les travaux d'ingénierie et de construction nécessaires à la réalisation d'installation de production et de transport d'électricité pour le compte d'Hydro-Québec Production et de TransÉnergie. Ses services couvrent toutes les étapes et tous les aspects des projets de l'élaboration jusqu'à la mise en œuvre. Hydro-Québec Production et TransÉnergie ont représenté 98 % de son chiffre d'affaires en 2007.

19. Hydro-Québec, *Rapport annuel 1997*, p. 18.

20. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2001*, p. 19.

21. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2000*, p. 5.

22. Le reste du chapitre provient du *Rapport annuel 2007* d'Hydro-Québec.

Chapitre 3

L'efficacité opérationnelle

Sur fond de l'histoire du développement d'Hydro-Québec, développement qui justifie notre fierté, je propose, dans le présent document de faire un temps d'arrêt et d'étudier le fonctionnement et le rendement de l'organisme sous l'angle de son efficacité opérationnelle. Le but de l'exercice n'est pas de juger des personnes, mais de rechercher des faits et des données qui nous permettent, une fois bien établis, de mieux penser l'avenir de cette richesse collective. Pour cerner l'efficacité opérationnelle, j'aurai recours à une analyse comparative et à l'étude de deux cas particuliers où des divisions d'Hydro-Québec interviennent avec la Régie de l'énergie. Comme le disait récemment Michel Clair, en parlant toutefois du réseau québécois de la santé, « la mesure de la performance est essentiellement un outil qui permet de s'améliorer, d'assurer la survie

de l'organisation devant les menaces et de perfectionner les façons de faire »¹.

Ayant ces objectifs à l'esprit, nous constituerons un groupe-témoin d'entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité qui sont aussi comparables que possible par leurs fonctions et par leur taille à Hydro-Québec. Faute d'entreprises canadiennes de taille comparable à celle d'Hydro-Québec, les entreprises-témoin sont américaines, ont un chiffre d'affaires de 10 à 20 G\$ et sont inscrites à la Bourse de New York. Il s'agit d'American Electric Power, de Consolidated Edison, d'Entergy, d'Exelon, de FirstEnergy, de Florida Power and Light (FPL), de Pacific Gas and Electric Company (PG&E), de Pennsylvania Power and Light (PPL), de Southern Company et d'Xcel Energy². Une brève description des activités de chacune de ces sociétés se trouve à l'Annexe 1.

1. Michel Clair, « Refus de traitement », *La Presse*, 23 février 2008, p. A26.
2. Nous avons exclu l'entreprise AES parce que ses activités se déroulent hors des États-Unis, Dominion Resources parce que c'est aussi un producteur de pétrole et de gaz et Duke Energy, Edison International et Public Service Electric and Gas Company (PSE&G) pour cause de données incomplètes.

Tableau 3.1
Sources d'énergie utilisées

	Achat	Charbon	Pétrole ou gaz naturel	Pétrole, gaz naturel ou charbon	Nucléaire	Renouvelable
American Electric Power		68 %	23 %	<	6 %	3 %
Entergy		10 %	67 %	<	23 %	0 %
Exelon		>	>	25 %	68 %	7 %
FirstEnergy		55 %	12 %	<	28 %	5 %
FPL	15 %	6 %	60 %	<	19 %	0 %
PPL		56 %	5 %	<	31 %	8 %
Southern Company		70 %	15 %	<	14 %	1 %
Xcel Energy		49 %	37 %	<	10 %	4 %
Hydro-Québec		>	>	5 %	2 %	93 %

Source : Calculs de l'auteur à partir de : American Electric Power, *Annual Report 2007*, p. 4; Entergy, Formulaire 10-K 2007, p. 181; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 4; FirstEnergy, http://www.firstenergycorp.com/Corporate_Profile/FirstEnergy_Generation_S; FPL, Formulaire 10-K 2007, p. 9; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 5; Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 31; Xcel Energy, *Triple Bottom Line Report 2007*, p. 14; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 102. Note : Dans le cas d'Entergy, nous n'avons tenu compte que de la production réservée aux activités de détail. Pour Exelon, le calcul repose sur la capacité de production qu'elle détient en propre. Les données du tableau reposent sur l'énergie produite ou sur la puissance installée, selon la disponibilité.

La comparaison ne peut être parfaite parce que ces entreprises ne produisent pas leur électricité de la même façon qu'Hydro-Québec (voir Tableau 3.1). Huit des neuf entreprises pour lesquelles nous avons des données comptent sur les énergies fossiles pour au moins 60 % de l'électricité produite. Le reste provient majoritairement de l'énergie nucléaire et, pour moins de 10 %, des énergies renouvelables. Exelon, pour sa part, produit 68 % de son électricité grâce à l'énergie nucléaire. Elle dispose d'ailleurs du plus important réseau de centrales nucléaires aux États-Unis³. Hydro-Québec est la seule à pouvoir compter sur l'énergie hydroélectrique en aussi grande proportion. La production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire nécessite des dépenses d'exploitation plus élevées que la production à partir de l'énergie hydroélectrique. Par exemple, Hydro-Québec a supporté des frais d'exploitation⁴ de seulement 0,5 ¢ par kWh⁵ pour produire son électricité en 2007 tandis que PPL devait dépenser 1,3 ¢ par kWh produit⁶. Exelon avait des frais d'exploitation encore plus élevés à 1,6 ¢ par kWh⁷. Conséquemment, on peut penser qu'Hydro-Québec aura une longueur d'avance quant à son efficacité opérationnelle.

Afin de situer Hydro-Québec, nous allons prendre deux mesures. Une première sera le ratio clients/employés et une deuxième, une comparaison des frais d'exploitation par client.

Le ratio clients/employés

Le lecteur trouvera ce ratio au Tableau 3.2 pour l'ensemble des dix entreprises et d'Hydro-Québec. Nous avons utilisé les données publiques sur le nombre total d'employés de toutes les entreprises dont le nom apparaît au tableau. Il y a une seule exception : dans le cas d'American Electric Power, nous avons exclu les employés de sa filiale de transport maritime. On constate qu'Hydro-Québec

3. Exelon, <http://www.exeloncorp.com/ourcompanies/powergen/nuclear/>.
4. Les frais d'exploitation ne tiennent pas compte du coût des matières premières utilisées dans la production d'énergie.
5. Calculs de l'auteur à l'aide d'Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 9 et 59. Nous avons exclu l'électricité achetée de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited dans ce calcul.
6. Calculs de l'auteur à l'aide de PPL, *Annual Report 2007*, p. 31 et Formulaire 10-K, 2007, p. 5.
7. Calculs de l'auteur à l'aide de Exelon, *Annual Report 2007*, p. 32 et Formulaire 10-K, 2007, p. 15.

Tableau 3.2
Nombre de clients par employé

	Nombre de clients (milliers)	Nombre d'employés	Ratio
American Electric Power	5 191	20 046	259
Consolidated Edison	4 700	15 224	309
Entergy	2 846	14 322	199
Exelon	5 880	17 800	330
FirstEnergy	4 491	14 534	309
FPL	4 509	14 602	309
PG&E	9 400	20 050	469
PPL	1 387	7 120	195
Southern Company	4 377	26 742	164
Xcel Energy	5 182	11 987	432
Moyenne pondérée			295
Hydro-Québec	3 869	23 369	166

Source : American Electric Power, *Annual Report 2007*, page couverture intérieure; Consolidated Edison, Formulaire 10-K 2007, p. 9 et 28; Entergy, Formulaire 10-K 2007, p. 173 et 215; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 17, 20 et 25; FirstEnergy, *Financial Report 2007*, p. 112 et Formulaire 10-K 2007, p. 23; FPL, *Annual Report 2007*, p. 2; PG&E, Formulaire 10-K 2007, p. 1; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 28 et *Annual Report 2007*, At a glance (opérations américaines seulement); Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 2 et Formulaire 10-K 2007, p. I-12; Xcel Energy, *Triple Bottom Line Report 2007*, p. 9 et 12; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 101 et 102.
Note : Nous avons exclu les employés affectés au transport maritime d'American Electric Power, soit environ 815 employés. Nous avons utilisé le nombre d'abonnements comme approximation du nombre de clients d'Hydro-Québec. Nous savons toutefois que le nombre de clients est plus faible. Voir Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23 et 101.

compte un employé pour 166 clients⁸ tandis que le nombre de clients par employé varie de 164 à 469 dans le cas du groupe de comparaison. Un ratio sensiblement inférieur à la moyenne pondérée, 166 contre 295, suscite des interrogations, d'autant plus que les experts s'accordent pour dire que la production hydroélectrique nécessite moins de personnel que toute autre forme de production d'électricité.

Les frais d'exploitation pour le transport et la distribution

Après avoir produit l'électricité, les entreprises qui oeuvrent dans cette industrie doivent se doter d'un réseau de transport et mettre en place des activités de distribution afin de rejoindre leurs clients. Même si l'électricité est produite de façon différente, il ne devrait pas y avoir d'écarts trop importants dans leurs pratiques de transport et de distribution. Nous avons regroupé au Tableau 3.3 les données qui nous permettent de comparer les frais d'exploitation pour le transport et la distribution par client pour Hydro-Québec et pour deux des entreprises du groupe-témoin⁹. Ces frais sont de 293 \$US pour Exelon et PPL tandis qu'Hydro-Québec a des frais de 486 \$. De plus, Exelon doit

composer avec la concurrence sur son territoire et distribuer à un grand nombre de ses clients de l'électricité qui provient de producteurs concurrents¹⁰. Cette concurrence n'empêche pas Exelon de partager avec PPL la meilleure productivité dans les activités de transport et de distribution.

Peut-on expliquer cette différence importante dans les frais d'exploitation de transport et de distribution d'Hydro-Québec par la taille de son réseau? On lit, par exemple, dans son rapport annuel que « TransÉnergie exploite le plus grand réseau de transport d'électricité d'Amérique du Nord »¹¹. Malheureusement, cette affirmation n'est pas exacte puisque le réseau de transport de Xcel Energy est quatre fois plus long que celui de TransÉnergie et celui d'American Power Company est deux fois plus long. Nous avons d'ailleurs regroupé au Tableau 3.4 les données disponibles sur la taille du réseau de transport et de distribution d'Hydro-Québec et de huit de nos entreprises-témoin. Seulement deux de ces huit entreprises ont un réseau de transport et de distribution moins important qu'Hydro-Québec; d'ailleurs, quand on calcule le nombre de kilomètres pour chaque groupe de 1000 clients, on constate que seules FPL et Exelon ont besoin de moins de kilomètres par 1000 clients qu'Hydro-Québec pour rejoindre leurs clients. Contrairement à Hydro-Québec, les

8. Nous avons utilisé le nombre d'abonnements comme approximation du nombre de clients d'Hydro-Québec. Voir Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 101.

9. Les autres entreprises du groupe-témoin segmentent leurs activités différemment.

10. Exelon, Formulaire 10-K, 2007, p. 102 et 108.

11. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 15.

Tableau 3.3
Frais d'exploitation par client pour le transport et la distribution

	Frais d'exploitation (M\$)	Nombre de clients (milliers)	Coût moyen par client
Exelon	1 721	5 880	293 \$
PPL	406	1 387	293 \$
Hydro-Québec	1 881	3 869	486 \$

Source : Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 17, 20, 99 et 106; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 28 et *Annual Report 2007*, p. 33; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 64 et 101; Hydro-Québec TransÉnergie, *Rapport annuel* au 31 décembre 2007 à la Régie de l'énergie, HTQ-2, Document 1, p. 3.

Note : Dans le cas d'Exelon, les données tiennent compte des clients qui prennent livraison de gaz naturel.

entreprises du groupe-témoin ne desservent pas des territoires contigus. Cela pourrait expliquer pourquoi elles ont besoin d'un réseau plus étendu pour desservir leurs clients.

Puisque la longueur du réseau de transport et de distribution ne peut expliquer la différence des frais d'exploitation entre Hydro-Québec et les entreprises privées américaines, qu'en est-il de la température? On reconnaît facilement que la température moyenne est beaucoup plus basse au Québec qu'aux États-Unis. Est-ce suffisant pour expliquer la grande différence de coût entre Hydro-Québec et les entreprises américaines? Dans son rapport annuel de 2007, Hydro-Québec ne donne aucune indication en ce sens. Certains diront que le verglas pourrait expliquer une partie de la différence dans les frais d'exploitation. Le verglas n'est pas un phénomène qui se limite au Québec; il sévit également sur une grande partie du territoire américain. Par contre, nous subissons rarement les foudres d'une tornade et les ouragans ne se rendent pas jusqu'à nous.

Si Hydro-Québec ramenait ses frais d'exploitation pour le transport et la distribution au niveau d'Exelon et de PPL, elle économiserait 747 M\$ par année à ce titre seulement. Une telle économie, qui ne tient pas compte d'économies

possibles dans ses activités de production, se traduirait par une hausse équivalente de son bénéfice annuel et augmenterait celui-ci du quart.

Comme nous l'avons vu plus haut, nous ne sommes pas en mesure de faire une comparaison parfaite entre les frais d'exploitation d'Hydro-Québec pour la production d'énergie et ceux des entreprises du groupe-témoin puisque ces dernières utilisent des technologies plus coûteuses qu'Hydro-Québec pour produire leur électricité. Faisons l'hypothèse toutefois que la productivité de cette dernière en matière de production d'électricité est comparable à celle observée pour le transport et la distribution d'énergie. Grâce à cette hypothèse, nous pouvons affirmer que les frais d'exploitation de 2,5 G\$¹² encourus par Hydro-Québec en 2007 pour l'ensemble de ses activités auraient pu être réduits d'un peu plus de 1 G\$.

Examinons cette même question sous un autre angle. Nous avons regroupé au Tableau 3.5 les données sur les frais d'exploitation pour l'ensemble des activités de FPL, de Xcel Energy et d'Hydro-Québec. Même si elles produisent

12. *Id.*, p. 73.

Tableau 3.4
Longueur du réseau de transport et de distribution

	Réseau de transport (km)	Réseau de distribution (km)	Total (km)	Nombre de km par 1000 clients
American Electric Power	62 764	342 438	405 202	78,1
Consolidated Edison	3 140	218 409	221 549	63,3
Exelon	10 942	171 965	182 907	33,9
FirstEnergy	22 542	189 326	211 868	47,2
FPL	10 688	107 412	118 100	26,2
PG&E	30 063	226 409	256 472	50,3
PPL			64 393	46,4
Xcel Energy	132 744	306 442	439 186	131,5
Hydro-Québec	33 008	109 618	142 626	36,9

Source : Tableau 3.2; American Electric Power, Formulaire 10-K 2007, p. A-2; Consolidated Edison, Formulaire 10-K 2007, p. 18; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 60 et 61; FirstEnergy, Formulaire 10-K 2007, p. 35; FPL, Formulaire 10-K 2007, p. 24; PG&E, Formulaire 10-K 2007, p. 19; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 20; Xcel Energy, *Triple Bottom Line Report 2007*, p. 14; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 102.

Note : Un mille équivaut à 1,609344 km. Seuls les clients pour l'électricité sont pris en compte.

l'électricité qu'elles distribuent à partir des énergies fossiles ou de l'énergie nucléaire qui sont toutes deux beaucoup plus coûteuses que l'énergie hydroélectrique, leurs frais d'exploitation par 1000 clients pour l'ensemble de leurs activités sont nettement inférieurs à ceux encourus par Hydro-Québec. FPL dépense 322 \$ par client et Xcel Energy, 361 \$. Les frais d'exploitation de 2,5 G\$ encourus par Hydro-Québec en 2007 se traduisent par un déboursé de 658 \$ par client, soit 315 \$ de plus que la moyenne pondérée observée chez FPL et Xcel Energy. Lorsqu'on multiplie ce montant de 315 \$ par le nombre de clients d'Hydro-Québec, on obtient un déboursé excédentaire de 1,22 G\$. Notre estimation d'une réduction de 1 G\$ des frais d'exploitation d'Hydro-Québec, obtenue au paragraphe précédent, nous semble tout à fait réaliste.

La Régie de l'énergie et le balisage

La Régie de l'énergie, à plus d'une reprise, a invité les divisions d'Hydro-Québec qui se présentent devant elle à se prévaloir du balisage pour évaluer leur rendement ou leur capacité à limiter leurs coûts. Je donnerai deux exemples à ce propos.

Dans un mémoire publié en 2007, Hydro-Québec Distribution demande d'augmenter ses tarifs à compter du 1^{er} avril 2008¹³. Dans son

mémoire, elle fait part de sa participation au programme de balisage de la firme PA Consulting qui a pu compter sur 25 entreprises participantes pour les données de l'année 2005¹⁴. Hydro-Québec Distribution reconnaît que ses coûts la placent dans le troisième quartile des entreprises participantes. Elle atteint cette position toutefois uniquement après avoir converti ses coûts unitaires en dollars américains, ce qui les réduit de 17 %¹⁵. Dans notre exercice, nous avons comparé Hydro-Québec uniquement avec de grandes entreprises de taille similaire. Pour ce qui est de l'étude de PA Consulting, nous ne connaissons pas le nom des entreprises participantes, mais, compte tenu du nombre élevé, il est à peu près certain que plusieurs d'entre elles ont une taille plus modeste qu'Hydro-Québec. Il serait intéressant de connaître le positionnement d'Hydro-Québec dans cette étude de balisage une fois exclues les entreprises dont la taille est sensiblement inférieure à celle d'Hydro-Québec.

Le deuxième exemple concerne la division TransÉnergie; là encore, la Régie souhaite des études de balisage, qui finalement ne seront pas réalisées. Lorsque la Régie de l'énergie a rendu sa décision le 28 février 2006 sur la demande de TransÉnergie relativement au raccordement des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs au réseau de transport d'électricité, elle a observé « que le coût unitaire global du Projet est de 757 \$/kW, ce qui correspond à un dépassement de 45 % du maximum de 522 \$/kW que le Transporteur est autorisé à assumer, tel que

13. Voir particulièrement le document intitulé *Efficienc e et performance* soumis par Hydro-Québec Distribution, Demande R-3644-2007 HQD, Document 1.

14. *Id.*, p. 21.

15. *Id.*, p. 23.

Tableau 3.5
Frais d'exploitation par client

	Frais d'exploitation (M\$)	Nombre de clients (milliers)	Coût moyen par client
FPL	1 454	4 509	322 \$
Xcel Energy	1 869	5 182	361 \$
Moyenne pondérée			343 \$
Hydro-Québec	2 545	3 869	658 \$

Source : FPL, Formulaire 10-K 2007, p. 55; Xcel Energy, Formulaire 10-K 2007, p. 72; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 73.

prévu au Tarif. Le montant qui excède la contribution maximale autorisée pour le Transporteur est donc assumé par le Producteur (...) La Régie tient à souligner que l'analyse des coûts des projets du Transporteur serait facilitée à l'avenir si elle pouvait utiliser les résultats d'une étude de balisage, notamment sur les coûts réels d'approvisionnement et de construction de postes »¹⁶.

La Régie a approuvé ce projet avec réticence. Encore une fois, on peut se demander si cette décision de la Régie est judicieuse pour la société québécoise. TransÉnergie, une division réglementée d'Hydro-Québec, prévoit dépenser plus qu'elle n'est autorisée à le faire pour effectuer un raccordement au réseau. Afin de faire accepter ce projet, elle demande à Hydro-Québec Production d'assumer le coût excédentaire à même le budget de son projet. Celle-ci accepte et la Régie entérine cet arrangement qui transforme un déboursé soumis au contrôle de la Régie en un déboursé qui ne l'est plus. Ce déboursé additionnel réduira d'autant les bénéfices futurs d'Hydro-Québec, sans compter que cette façon de faire ne semble pas respecter le principe d'étanchéité des unités adopté par Hydro-Québec en 1997 pour lui permettre de vendre et d'acheter le l'électricité sur le marché américain.

Si l'on en croit le rapport d'un groupe de travail publié dix-sept mois plus tard, la Régie de l'énergie n'a pas obligé TransÉnergie à recourir au balisage externe pour évaluer son rendement à la suite du témoignage de deux experts : « Le balisage externe s'avère difficilement praticable dans l'état actuel des choses. En effet, l'absence de données publiques et normalisées portant sur les coûts de même que la spécificité du réseau de transport de TransÉnergie rendent toute comparaison boiteuse »¹⁷. Ce témoignage d'experts surprend à la lumière des données du Tableau 3.4

et de la méthode de travail du baliseur puisque « PA Consulting découpe les activités de transport et de distribution en fonction des actifs suivants : les lignes de transport, les postes de transport, les postes de distribution et les lignes de distribution »¹⁸. Les experts justifient leur opinion sur l'inopportunité du balisage en invoquant « l'absence de données publiques et normalisées portant sur les coûts ». Le balisage a justement comme objectif de suppléer à l'absence de telles données en permettant, grâce à l'aide d'un tiers, un échange de données normalisées entre entreprises concurrentes tout en assurant le respect de la confidentialité. Quelles sont les particularités du réseau de TransÉnergie qui empêcheraient de recourir au balisage externe pour des activités telles que les coûts réels d'approvisionnement et de construction de postes de transport et le coût d'exploitation de ces postes (TransÉnergie en compte 508)? On pourrait également mesurer les coûts unitaires de construction et d'entretien des lignes de transport d'électricité. Le balisage permet à la direction d'améliorer constamment le rendement de l'entreprise en déterminant les activités qui utilisent plus de ressources que nécessaire. Donc, les balisages requis ne sont pas faits ou s'ils le sont, le rendement apparaît plutôt faible.

Conclusion

Ces trois exemples, le ratio clients/employés inférieur à la moyenne, les frais d'exploitation pour le transport et la distribution plus élevés des deux tiers que ceux des entreprises américaines comparables et le refus de se livrer à des exercices de balisage nous forcent à penser que l'efficacité opérationnelle n'est pas à la hauteur des normes généralement acceptées.

16. Régie de l'énergie, *Demande d'autorisation du Transporteur relative au projet de raccordement des centrales de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs au réseau de transport de l'électricité*, Décision D-2006-36, 28 février 2006, p. 10.

17. Régie de l'énergie, *Rapport du groupe de travail sur la réglementation de la performance du transporteur*, HQT-3, Document 2, 28 juillet 2007, p. 38.

18. Hydro-Québec Distribution, *op. cit.*, note 13, p. 24.

Chapitre 4

L'utilisation du capital

Depuis la première acquisition en 1944, Hydro-Québec a accumulé beaucoup de capital et c'est tout à fait normal. Au moment où nous nous situons dans l'histoire, il y aurait lieu, là aussi, de faire un temps d'arrêt et d'évaluer si ce capital est utilisé de façon optimale pour l'ensemble de la société québécoise. Il ne s'agit pas d'une tâche facile pour celui qui doit procéder de l'extérieur de l'entreprise. Je propose d'étudier d'abord la division Hydro-Québec Production qui utilise plus de la moitié du capital d'Hydro-Québec¹. L'analyse financière des opérations de production portera sur le coût de construction de ses centrales, sur le prix de revient de l'électricité produite et sur la gestion de ses projets de construction de nouvelles centrales hydroélectriques; après quoi, nous comparerons le facteur d'utilisation de la puissance installée et la gestion des risques de manque d'énergie avec ceux des entreprises du groupe-témoin. Nous nous pencherons ensuite sur les pratiques de la division TransÉnergie et nous produirons une analyse détaillée d'un investissement important de la division Distribution.

Le coût de construction des centrales

Hydro-Québec construit des centrales hydroélectriques avec réservoir à niveau variable et des centrales au fil de l'eau. Dans une centrale à niveau variable, le remplissage du réservoir se fait grâce à la crue printanière. Au cours de l'été et de l'automne, on maintient le niveau du réservoir près de son maximum d'exploitation en turbinant les apports naturels. Au cours de l'hiver, les débits turbinés excèdent les apports naturels et le niveau

du réservoir s'abaisse graduellement vers la cote minimale d'exploitation qui est normalement atteinte juste avant la crue printanière. Dans une centrale au fil de l'eau, on turbine les apports naturels au fur et à mesure sans chercher à faire varier la production d'électricité en fonction de la demande. Les centrales avec réservoir à niveau variable ont donc une plus grande valeur pour un producteur d'électricité puisqu'elles lui permettent de moduler la production d'électricité en fonction de la demande.

Il y a peu d'exemples de construction de centrales hydroélectriques par le secteur privé au Canada ou aux États-Unis. Les sites importants sont déjà développés ou réservés à des entreprises du secteur public. Il y a toutefois certaines entreprises du secteur privé qui développent de petites centrales au fil de l'eau. Nous avons regroupé au Tableau 4.1 les données financières sur un certain nombre de projets de centrales au fil de l'eau en distinguant entre les projets réalisés sur un site qui n'a pas fait l'objet d'aménagement dans le passé et les centrales aménagées au pied d'un barrage existant.

Analysons tout d'abord les projets qui ont nécessité la construction d'un barrage et l'aménagement d'une centrale au fil de l'eau. Innergex, entreprise québécoise engagée dans l'énergie renouvelable, travaille sur deux projets en Ontario et en Colombie-Britannique², projets qu'elle prévoit aménager pour 2,61 et 2,65 M\$ par MW respectivement. Brookfield, entreprise du secteur privé apparaissant aussi au Tableau 4.1, pilotait, à la fin de l'année 2007, six projets en construction, lesquels devraient augmenter sa puissance installée de 145 MW à un coût moyen de 2,43 M\$ par MW. Au cours de l'année 2007, Brookfield a également acquis cinq centrales dans le nord-est des États-Unis et en Colombie-Britannique pour une puissance totale de 28 MW à un coût moyen de 2,39 M\$ par MW³. On constate qu'il y a peu de variation dans le coût par

1. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 9 et 74.

2. Innergex, *Annual Report 2007*, p. 10.

3. Brookfield Asset Management, *Annual Report 2007*, p. 19 et 50.

MW de ces différentes centrales, quelles soient situées au Canada ou aux États-Unis. À la lumière de ces données, on peut avancer que la valeur d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau est d'environ 2,50 M\$ par MW. Nous allons maintenant tenter de comparer ces coûts avec ceux assumés par Hydro-Québec pour des activités similaires.

Hydro-Québec compte deux centrales au fil de l'eau de ce type : Péribonka et Chute-Allard / Rapides-des-Coeurs. Le projet qui se rapproche le plus par sa taille et par son envergure de ceux du secteur privé énumérés plus haut est celui de Chute-Allard / Rapides-des-Coeurs. La centrale de Péribonka, pour sa part, est beaucoup plus importante et bénéficie probablement d'économies d'échelle pour cette raison. Elle est en production partielle car elle n'est pas encore terminée.

Le projet de la Chute-Allard / Rapides-des-Coeurs avait comme objectif d'utiliser une partie

du potentiel résiduel de la rivière Saint-Maurice exploitée à des fins hydroélectriques depuis le tournant du XIX^e siècle. Hydro-Québec y construit deux centrales en surface qui seront exploitées au fil de l'eau, l'une à la Chute-Allard qui aura une puissance installée de 62 MW et l'autre aux Rapides-des-Coeurs, à douze kilomètres en aval, et qui aura une puissance installée de 76 MW⁴. Le coût total de ce projet s'élève à 960 M\$, soit un coût de 6,91 M\$ par MW⁵. Le coût de 6,91 M\$ par MW est presque le triple du coût moyen supporté par Brookfield pour l'achat ou le développement de centrales au fil de l'eau situées au Canada ou aux États-Unis. Les centrales de Brookfield sont beaucoup plus petites puisque leur puissance installée est de

4. Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Projet d'aménagement hydroélectrique de la Chute-Allard et des Rapides-des-Coeurs*, Rapport d'enquête et d'audience publique, janvier 2005, p. 2.

5. Comme l'indique le Tableau 4.1, la puissance installée totale est maintenant de 139 MW.

Tableau 4.1
Coût de construction des centrales par MW selon le promoteur

Projet	Promoteur	Coût total (M\$)	Capacité (MW)	Coût par MW (M\$)
Centrales au fil de l'eau				
Chutes Umbata	Innergex	60	23	2,61
Ruisseau Ashlu	Innergex	132	50	2,65
Cinq centrales en Amérique du Nord	Brookfield	67	28	2,39
Six centrales en construction	Brookfield	352	145	2,43
Chute-Allard et Rapides-des-Coeurs	Hydro-Québec	960	139	6,91
Péribonka	Hydro-Québec	1 400	385	3,64
Centrales au fil de l'eau construites au pied d'un barrage existant				
Rivière Matawin	Innergex	18	15	1,20
Rivière Magpie	Hydroméga	70	41	1,72
Rapides-des-Quinze	Manuvie	55	25	2,20
Mercier	Hydro-Québec	176	51	3,45
Centrales avec réservoir à niveau variable				
Eastmain-1	Hydro-Québec	2 300	480	4,79
Eastmain-1-A	Hydro-Québec	5 000	893	5,60
Toulnustouc	Hydro-Québec	1 000	526	1,90

Source : Innergex, *Rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007*, p. 10; Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Projet d'implantation d'une minicentrale hydroélectrique au pied du barrage Matawin*, Rapport d'enquête et d'audience, février 2006, p. 2; Brookfield Asset Management, *Annual Report 2007*, p. 19 et 50; <http://www.hydroomega.com/fr/projets/Magpie.html>; Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *Projet d'aménagement hydroélectrique à Angliers*, Rapport d'enquête et d'audience, août 2003, p. 2 et 3; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 11; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2006*, p. 10 à 12.

Note : Pour certains projets, nous avons utilisé le budget annoncé alors que pour d'autres, il s'agit du coût observé.

16 MW en moyenne contre 68 MW pour le projet d'Hydro-Québec. Si on les compare maintenant aux deux centrales que construit Innergex, on constate un écart presque aussi considérable entre le coût par MW : 6,91 M\$ contre 2,63 M\$.

Comment peut-on expliquer un écart aussi considérable entre les coûts supportés par Hydro-Québec et par les entreprises du secteur privé? Hydro-Québec ne peut certainement pas invoquer la distance puisque l'accès aux deux chantiers de la rivière Saint-Maurice est par la route 25 puis par des chemins forestiers existants qui ont fait l'objet de réaménagement et par de nouveaux tronçons construits près des ouvrages⁶. L'écart des coûts supportés pour produire des biens comparables est fort préoccupant.

Nous avons également regroupé au Tableau 4.1 quatre projets de centrales aménagées en utilisant un barrage existant. L'existence du barrage, dans la mesure où on peut l'utiliser en tout ou en partie, va entraîner une réduction du coût du projet. Par contre, l'ampleur des travaux de réhabilitation que pourrait nécessiter chaque barrage va rendre plus difficiles les comparaisons entre les coûts de ces différents projets. Les trois projets de producteurs privés seront aménagés à un coût par MW qui variera de 1,20 à 2,20 M\$ par MW. Hydro-Québec a aménagé une centrale hydroélectrique de surface immédiatement en aval du barrage Mercier⁷ existant à un coût de 3,45 M\$ par MW. Ici encore, on note un écart important entre les coûts supportés par les promoteurs privés et ceux d'Hydro-Québec.

Eastmain-1, Eastmain-1-A et Toulousteuc sont des centrales à niveau variable qui vont générer 13,2 TWh chaque année une fois. Le coût d'aménagement de la centrale de Toulousteuc est beaucoup moins élevé que celui des deux centrales d'Eastmain. On avait déjà construit un barrage à

cet endroit en 1957 visant à régulariser le débit de la rivière Toulousteuc afin de favoriser la production d'électricité aux trois centrales situées en aval dans la rivière Manicouagan, soit Manic-2, Manic-1 et McCormick⁸. Le nouveau barrage a été construit à 14 km en aval du barrage existant que l'on a retiré du service tout en maintenant au niveau antérieur de 301,75 m le niveau maximal d'exploitation du réservoir. Une seule nouvelle digue a été nécessaire pour mener à bien ce projet⁹ alors qu'il en a fallu 33 pour le barrage de la centrale d'Eastmain-1¹⁰ et qu'on en prévoit 72 pour la centrale d'Eastmain-1-A¹¹.

Le coût moyen des deux centrales d'Eastmain atteint déjà 5,32 M\$ par MW, plus du double de la somme qu'est prête à payer une entreprise du secteur privé pour acheter une centrale au fil de l'eau. Comme la construction de la centrale d'Eastmain-1-A a commencé en 2007, nous ne sommes pas en mesure de savoir à ce stade-ci si Hydro-Québec va respecter le budget de 5 G\$ annoncé : ce budget a déjà été augmenté de 1 G\$ puisqu'Hydro-Québec, dans son plan stratégique 2006-2010, avait prévu un budget de 4 G\$ pour ce projet¹². Selon les documents déposés par Hydro-Québec devant la Commission environnementale chargée de l'évaluer, ce projet va augmenter de 8,5 TWh la production québécoise d'électricité. On a passé sous silence, toutefois, le fait que la mise en eau de cette centrale allait réduire de 2,7 à 2,0 TWh la production d'électricité de la centrale d'Eastmain-1¹³.

6. Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, *op. cit.*, note 4, p. 2. La mention de la route 25 provient de cette source. Il s'agit probablement d'une erreur, la route la plus proche étant la 155.
7. Hydro-Québec, *Centrale Mercier*, voir http://www.hydroquebec.com/production/projets/pop/pop_mercier.html.

8. M. Gaudette et G. Bulota, « Improving the flood control at a lower cost for a future Hydro-Québec hydroelectric facility on the Toulousteuc river, Canada », *Canadian Journal of Civil Engineering*, vol. 30 (2003), no 4, p. 775.
9. *Id.*
10. Hydro-Québec, *Aménagement hydroélectrique de l'Eastmain-1*, voir <http://hydroquebec.com/eastmain1/fr/batir/resume.html>.
11. Commission fédérale d'examen du projet Eastmain-1-A et dérivation Rupert, *Rapport de la Commission*, 30 novembre 2006, p. 17.
12. Hydro-Québec, *Plan stratégique 2006-2010*, version ajustée du 15 septembre 2006, p. 17.
13. Régie de l'énergie, *Demande du Transporteur d'électricité afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité et requis pour l'intégration de la centrale d'Eastmain-1 au réseau de transport d'électricité*, Décision D-3527-2004, HQT-12, Document 1, p. 10.

Le prix de revient de l'électricité

Il ne faut pas toutefois se baser uniquement sur le coût par MW de puissance pour juger de l'opportunité de faire un investissement dans une centrale hydroélectrique. Il y a lieu de tenir compte aussi de la quantité probable d'électricité produite et de son prix de revient. Comme l'indique le Tableau 4.2, le prix de revient moyen de l'électricité produite par les deux petites centrales d'Innergex, calculé selon les mêmes paramètres financiers que ceux utilisés pour Hydro-Québec, est de 4,8 ¢ le kWh¹⁴. Par ailleurs, le prix de revient de l'électricité produite à la Chute-Allard et aux Rapides-des-Coeurs est de 10 ¢ le kWh.

Lorsqu'on calcule le prix de revient de l'électricité produite par des centrales aménagées

en utilisant un barrage existant, on constate également des écarts importants entre les projets des producteurs privés et ceux d'Hydro-Québec. Le prix de revient de l'électricité des trois centrales privées varie entre 3,2 et 3,6 ¢ le kWh tandis qu'il atteint 5,5 ¢ le kWh pour la centrale Mercier.

Lorsqu'on aura procédé à la mise en eau de la centrale d'Eastmain-1-A, le prix de revient de l'électricité produite à Eastmain-1 va augmenter à 10,8 ¢ le kWh¹⁵. Comme nous n'avons pas de projets comparables développés par le secteur privé, nous ne sommes pas en mesure de faire une comparaison entre le prix de revient de l'électricité produite par cette centrale et celui d'une centrale de taille similaire construite par une entreprise privée. On peut quand même se demander pourquoi le prix de revient de l'électricité produite à Eastmain-1, une centrale importante, excède de 125 % celui de l'électricité qui sera produite par les deux petites centrales

14. Calcul de l'auteur. Le prix par kilowattheure calculé ici n'est pas nécessairement le prix de vente consenti à Hydro-Québec par le producteur privé. Ce prix calculé ne tient pas compte de toute différence qui pourrait exister entre les frais d'exploitation supportés pour la production d'électricité par Innergex et par Hydro-Québec.

15. Le prix de revient aurait été de 8 ¢ le kWh si la production d'électricité avait été de 2,7 TWh annuellement.

Tableau 4.2
Prix de revient de l'électricité selon le promoteur

Projet	Promoteur	Coût de la centrale (M\$)	Production (TWh)	Prix de revient par kWh (¢)
Centrales au fil de l'eau				
Chutes Umbata	Innergex	60	0,11	5,2
Ruisseau Ashlu	Innergex	132	0,27	4,7
Péribonka	Hydro-Québec	1 400	2,20	6,0
Chute-Allard et Rapides-des-Coeurs	Hydro-Québec	960	0,90	10,0
Centrales au fil de l'eau construites au pied d'un barrage existant				
Rivière Matawin	Innergex	18	0,06	3,6
Rivière Magpie	Hydroméga	70	0,18	3,6
Rapides-des-Quinze	Manuvie	55	0,16	3,2
Mercier	Hydro-Québec	176	0,30	5,5
Centrale avec réservoir à niveau variable				
Eastmain-1	Hydro-Québec	2 300	2,0	10,8
Eastmain-1-A	Hydro-Québec	5 000	8,5	5,5
Toulnustouc	Hydro-Québec	1 000	2,7	3,5

Source : Données du Tableau 4.1. Nous avons estimé le prix de revient par kWh grâce à une information publiée à la page 17 du Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec.

d'Innergex. Est-il possible d'expliquer cette différence substantielle entre les coûts supportés par Hydro-Québec et les coûts supportés par les entreprises du secteur privé uniquement par le fait qu'Hydro-Québec a construit à Eastmain-1 une centrale à niveau variable plutôt qu'une centrale au fil de l'eau?

Ces prix de 10 ¢ et de 10,8 ¢ le kWh excèdent le prix de 6,5 ¢ le kWh obtenu par Hydro-Québec lors de son premier appel d'offres pour l'énergie éolienne et de 8,7 ¢ le kWh obtenu lors du deuxième¹⁶.

Même si les données dont nous disposons sont incomplètes, elles suggèrent que le prix de revient de l'électricité produite par des centrales construites par Hydro-Québec est beaucoup plus élevé que le prix de revient de l'électricité produite par des producteurs privés.

La gestion des projets de construction

Cinq des projets d'Hydro-Québec qui font l'objet des Tableaux 4.1 et 4.2 sont terminés ou en

16. Hélène Baril, « Les projets éoliens communautaires menacés », *La Presse Affaires*, 10 juillet 2008, p. 2.

production partielle. Nous avons regroupé au Tableau 4.3 le budget prévu par Hydro-Québec au moment de l'annonce de chacun de ces cinq projets et nous avons comparé ce budget avec le coût du projet ou, dans le cas de Péribonka (production partielle), l'estimation disponible du coût total la plus récente. Hydro-Québec semble avoir de la difficulté à maîtriser le coût de ses projets d'investissement. Tous les projets, sans exception, ont coûté plus cher que prévu et le dépassement moyen se situe à 26 % du budget original. Comme le projet Péribonka n'est pas encore terminé, cet écart de 26 % pourrait varier.

Le coût excessif pour la construction de centrales hydroélectriques n'est pas un phénomène récent pour Hydro-Québec. Comme nous l'avons vu au Chapitre 1, le coût de l'aménagement de toutes les centrales de la Baie-James a été de 16 G\$, soit 1,1 M\$ par MW. Or le projet des chutes Churchill a coûté 950 M\$, soit 175 000 \$ par MW. Ce dernier projet a donc coûté six fois moins par MW et la mise en marche des deux premières turbines s'est faite le 6 décembre 1971, un peu moins de six mois avant la date prévue dans l'échéancier. La qualité exceptionnelle du site des chutes Churchill pour la production hydroélectrique explique sans aucun doute une partie de la différence. On ne peut passer sous silence toutefois que le coût de l'aménagement de la Baie-James a été trois fois plus élevé que le budget annoncé au départ.

Tableau 4.3
Analyse du budget annoncé des projets de construction d'Hydro-Québec par rapport aux coûts finaux

	Budget du projet (M\$)	Coût final (M\$)	Dépassement du budget	Année de l'annonce	Année de livraison
Toulnustouc	800	100	25 %	2001	2005
Eastmain-1	2 000	2 300	15 %	2002	2006
Mercier	120	176	47 %	2003	2007
Péribonka	1 000	1 400	40 %	2001	2007
Chute-Allard et Rapides-des-Coeurs	700	960	37 %	2005	2008
Total	4 620	5 836	26 %		

Source : *Rapports annuels* d'Hydro-Québec pour les années mentionnées dans le tableau.

Note : Pour le projet Péribonka, il s'agit d'une mise en service partielle. Le projet n'est pas terminé.

Analyse du facteur d'utilisation de la puissance installée

La production hydroélectrique requiert des immobilisations importantes pour générer l'électricité demandée par les clients. La construction d'une installation nécessite une prévision à long terme de la production. Cette prévision se fait à partir des débits observés historiquement sur la rivière et à partir de la hauteur de la chute, sans oublier la topographie du site. Le facteur d'utilisation de la puissance installée¹⁷ peut servir comme un des indicateurs de l'utilisation du capital investi. Il faudra faire preuve de prudence toutefois puisqu'il est plus facile d'obtenir un facteur d'utilisation plus élevé lorsqu'on produit de l'électricité avec une centrale nucléaire ou thermique plutôt qu'avec une centrale hydroélectrique.

Nous utiliserons ici encore une comparaison avec un groupe-témoin, c'est-à-dire des entreprises comparables actives dans le même secteur et de taille plus ou moins similaire à Hydro-Québec. Nous avons constitué un groupe d'entreprises américaines répondant à ces critères. Il s'agit, comme au chapitre précédent, d'American

Electric Power, de Consolidated Edison, d'Entergy, d'Exelon, de FirstEnergy, de Florida Power and Light (FPL), de Pacific Gas & Electric Company (PG&E), de Pennsylvania Power and Light (PPL), de Southern Company et d'Xcel Energy.

Nous avons regroupé au Tableau 4.4 le facteur d'utilisation de la puissance installée d'Hydro-Québec et de sept des dix entreprises-témoin¹⁸. Il varie de 49 à 67 % pour les entreprises du groupe-témoin. Avec un facteur d'utilisation de 56 % pour l'ensemble de la puissance installée dont elle dispose, Hydro-Québec se situe dans le peloton du milieu des entreprises du groupe-témoin à cet égard.

Deux entreprises affichent un meilleur rendement qu'Hydro-Québec, soient American Electric Power avec un facteur d'utilisation de la puissance installée de 66 % et Exelon avec un facteur de 67 %. Comme Hydro-Québec compte sur une puissance installée encore plus importante que l'une ou l'autre de ces entreprises, un facteur d'utilisation plus élevé que 56 % aurait un impact considérable sur sa rentabilité. Par exemple, pour chaque hausse de 1 % de son facteur d'utilisation, elle récupérerait 424 MW de

17. On obtient ce facteur en divisant la production annuelle d'électricité par le produit de la puissance installée et du nombre d'heures dans une année.

18. Ces données ne sont pas disponibles pour trois entreprises du groupe-témoin.

Tableau 4.4
Facteur d'utilisation de la puissance installée

	Puissance installée disponible (MW)	Électricité générée (TWh)	Facteur d'utilisation de la puissance installée
American Electric Power	38 000	219,5	66 %
Entergy	22 087	108,2	56 %
Exelon	32 322	189,7	67 %
FPL	25 100	108,6	49 %
PPL	11 418	53,6	54 %
Southern Company	41 948	204,4	56 %
Xcel Energy	16 042	77,7	55 %
Hydro-Québec	42 417	209,8	56 %

Source : American Electric Power, Formulaire 10-K 2007, p. 10 et <http://aep.com/about/default.htm>; Entergy, *Annual Report 2007*, p. 27 et *Statistical Report 2006*, p. 7; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 4 et 15; FPL, *Annual Report 2007*, p. 2 et Formulaire 10-K 2007, p. 9; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 5; Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 2 et 91; Xcel Energy, *Triple Bottom Line Report 2007*, p. 12 et 14; Hydro-Québec, *Annual Report 2007*, p. 102; Newfoundland and Labrador Hydro, *Annual Report 2006*, p. 4 et 28.

Note : Dans le cas d'Entergy, nous avons exclu la capacité réservée aux activités de gros.

puissance, soit 88 % de la puissance installée de la centrale d'Eastmain-1 qui a nécessité des investissements de 2,3 G\$.

Selon le plan stratégique d'Hydro-Québec, les stocks énergétiques et la marge de manoeuvre annuelle constituent les éléments essentiels de la gestion du risque de faible hydraulité. Comme les fluctuations des apports hydrauliques, dont l'écart-type annuel représente 20 TWh, constituent le principal risque de l'entreprise, cette marge de manoeuvre de 6000 MW entre la puissance installée disponible et la pointe historique de consommation de 36 268 MW qu'elle a vécue en 2003 (voir Tableau 4.5) doit permettre à Hydro-Québec de reconstituer ses stocks énergétiques après une période de faible hydraulité, sans rupture des livraisons sur lesquelles elle s'est engagée¹⁹. Par ailleurs, Hydro-Québec ne semble pas tenir compte, dans l'appréciation de sa marge de manoeuvre, de la disponibilité de l'électricité de la centrale de Bécancour qui appartient à TransCanada Energy et qui peut produire 4,3 TWh d'électricité par année. Pourquoi avoir signé un tel contrat d'approvisionnement et pourquoi payer 149 M\$ à TransCanada Energy pour que

celle-ci s'abstienne de produire un seul kilowattheure d'électricité en 2008²⁰? Elle ignore également sa capacité de faire des achats tout au cours de l'année sur les marchés à court terme. Par exemple, en 2006, elle a acheté 7,5 TWh à un prix moyen de 4,5 ¢ le kWh, soit 3,0 ¢ de moins par kWh que le prix de référence moyen de l'énergie basé sur le Day Ahead Market de la zone M du New York Independent System Operator (NYISO)²¹. C'est le marché de référence utilisé par Hydro-Québec Distribution pour établir le prix de l'électricité postpatrimoniale qu'elle achète d'Hydro-Québec Production. Hydro-Québec pourrait, en situation de faible hydraulité, augmenter considérablement ses achats avant que le coût moyen de ceux-ci sur le marché à court terme n'atteigne 7,5 ¢ le kWh, soit le prix de référence du NYISO. Même si Hydro-Québec est la seule à devoir gérer un risque de faible hydraulité, il ne faut pas perdre de vue l'importance de ses stocks énergétiques. Elle dispose de 26 réservoirs d'une capacité de stockage de 175 TWh, lesquels avaient suffisamment d'eau au 31 décembre 2007 pour produire 116,6 TWh²².

19. Hydro-Québec, *Plan stratégique 2006-2010*, version ajustée du 15 septembre 2006, p. 9.

20. Konrad Yakabuski, « Did Hydro-Québec miscalculate? », *Globe and Mail*, 3 janvier 2008.

21. Régie de l'énergie, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009*, Décision D-2008-024, 26 février 2008, p. 39 et 40.

22. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 9 et 10.

Tableau 4.5
La pointe de consommation par rapport à la moyenne

	Puissance installée disponible	Pointe (MW)	Moyenne (MW)	Ratio
Entergy	22 087	22 001	12 342	1,8
Exelon	32 322	32 545	21 655	1,5
FPL	25 100	22 361	12 397	1,8
Southern Company	41 948	40 870	23 329	1,8
Xcel Energy	16 042	21 327	13 408	1,6
Hydro-Québec	42 417	36 268	23 952	1,5

Source : Entergy, *Annual Report 2007*, p. 27; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 15, 18 et 21; FPL, Formulaire 10-K 2007, p. 9; Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 8 et 91; Xcel Energy, *Triple Bottom Line Report 2007*, p. 12 et Formulaire 10-K 2007, p. 11, 19 et 22; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 102.

Note : La puissance installée d'Xcel Energy ne tient pas compte de la capacité obtenue grâce à ses contrats d'achat à long terme car cette information n'est pas disponible. Elle ne produit que 66 % de l'électricité qu'elle vend.

L'envergure de ses stocks énergétiques lui donne donc une période de temps suffisante pour reconstituer sa marge de manoeuvre en cas de faible hydraulité par des achats à court terme et par l'utilisation de la capacité de production de TransCanada Energy.

On pourrait aussi diminuer les investissements requis pour gérer la pointe de consommation en accentuant une excellente initiative, soit les ententes de modulation de service avec les clients Grandes entreprises. Ces ententes permettent au distributeur de réduire l'électricité qu'il fournit à ces clients pendant toute la durée de la pointe. Pour répondre à des fluctuations à très court terme, Hydro-Québec Distribution peut demander à ses clients Grandes entreprises qui ont souscrit à l'option d'électricité interruptible de diminuer leur puissance appelée, moyennant compensation financière. Le Plan d'approvisionnement 2005-2014 prévoit une reconduction de l'option, pour une puissance disponible de 500 MW²³, ce qui

représente à peine plus de 1 % de sa puissance installée. FPL est plus proactive à cet égard puisqu'elle peut compter sur 1668 MW²⁴, soit près de 7 % de sa puissance installée.

Une autre possibilité s'offre à Hydro-Québec pour améliorer le rendement de son parc de centrales. Comme la consommation d'électricité atteint son maximum l'hiver au Québec (voir Tableau 4.6), les débits turbinés par Hydro-Québec excèdent les apports naturels et le niveau des réservoirs s'abaisse graduellement vers leur cote minimale d'exploitation qui est normalement atteinte juste avant la crue printanière. Il est vraisemblable que les apports naturels soient également plus faibles au cours de cette saison de demande maximale. D'autre part, toutes les entreprises du groupe-témoin, à l'exception de Xcel Energy, connaissent leur pointe de consommation au cours de l'été. Au lieu d'augmenter la capacité de ses réservoirs et de la puissance installée de son parc de centrales, Hydro-Québec pourrait faire un troc saisonnier avec un ou plusieurs producteurs

23. Hydro-Québec, *Plan stratégique 2006-2010*, version ajustée du 15 septembre 2006, p. 8.

24. FPL, Formulaire 10-K, 2007, p. 9.

Tableau 4.6
La saisonnalité de la consommation d'électricité

	Haute saison		Basse saison	
	Proportion des revenus	Trimestre	Proportion des revenus	Trimestre
American Electric Power	28 %	Été	24 %	Printemps
Consolidated Edison	27 %	Été	23 %	Printemps
Entergy	29 %	Été	23 %	Hiver
Exelon	27 %	Été	24 %	Printemps
FirstEnergy	28 %	Été	23 %	Hiver
FPL	30 %	Été	21 %	Hiver
PPL	27 %	Été	24 %	Hiver
Southern Company	31 %	Été	22 %	Automne
Xcel Energy	28 %	Hiver	23 %	Printemps
Hydro-Québec	29 %	Hiver	22 %	Été

Source : American Electric Power, *Annual Report 2007*, p. 21 et Formulaire 10-K 2007, p. A-135; Consolidated Edison, Formulaire 10-K 2007, p. 61; Entergy, Formulaire 10-K 2007, p. 171; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 90 et Formulaire 10-Q, p. 5; FirstEnergy, *Financial Report 2007*, p. 111; FPL, Formulaire 10-K 2007, p. 96; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 206; Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 89; Xcel Energy, Formulaire 10-K 2007, p. 130; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 103.

Note : Le trimestre d'hiver se termine le 31 mars et ainsi de suite.

américains. Exelon, par exemple, nous informe que sa pointe d'hiver est d'environ 25 000 MW²⁵; elle dispose donc de 8000 MW de capacité excédentaire durant cette saison.

Contrairement à la plupart des entreprises de notre groupe-témoin, Hydro-Québec ne prévoit pas explicitement dans son plan stratégique de recourir à des échanges ou à des achats auprès des réseaux voisins pour satisfaire à la demande. Ce désir d'autosuffisance se manifeste notamment dans son dernier plan stratégique. Elle compte satisfaire les besoins additionnels des Québécois jusqu'en 2015 essentiellement par l'accroissement de sa production hydroélectrique et par la mise en service de la production éolienne²⁶. Cela oblige Hydro-Québec à maintenir des réserves élevées, plus de 6000 MW selon le Tableau 4.5. De toutes les entreprises du groupe-témoin pour lesquelles ces données sont disponibles, seule FPL a une telle stratégie d'autosuffisance quoiqu'elle maintienne des réserves moins importantes qu'Hydro-Québec. Comme FPL distribue de l'électricité exclusivement le long des côtes est et sud-ouest de la Floride²⁷, il lui est plus difficile de compter sur les réseaux voisins pour s'approvisionner en cas de demande imprévue. Elle doit composer avec un isolement géographique relatif et une pointe de consommation qui coïncide avec la pointe de consommation des réseaux avoisinants. Si Hydro-Québec faisait un troc d'énergie avec des entreprises situées au sud de la frontière, elle n'aurait pas besoin d'une réserve aussi importante et elle pourrait réduire ses investissements dans le développement de nouvelles sources d'énergie. Cette réduction pourrait atteindre 10 G\$ si Hydro-Québec parvenait à hausser son facteur d'utilisation de la puissance installée de 56 à 61 % par un troc saisonnier d'énergie. Il faudrait bien sûr augmenter les capacités d'interconnexion avec les États-Unis pour réaliser un tel troc, ce qui a été difficile par le passé. Dans ce cas toutefois, nous pourrions compter sur des partenaires américains

qui y trouveraient également leur compte, ce qui devrait faciliter les choses du côté américain. En procédant ainsi, on augmenterait la sécurité énergétique des Québécois tout en réduisant considérablement les investissements requis.

La division TransÉnergie

TransÉnergie est le deuxième plus grand utilisateur de capital chez Hydro-Québec avec des immobilisations de 15,2 G\$ au 31 décembre 2007²⁸, ce qui représente 29 % du capital immobilisé. La Régie de l'énergie a voulu, dans une décision rendue le 4 avril 2003, en savoir plus sur l'efficacité de cette division dans l'utilisation du capital :

« Dans le cadre du Projet, le Transporteur attribue sans appel d'offres à son affiliée HQE (Hydro-Québec Équipement), un mandat qui dépasse 20 M\$. La preuve est aussi à l'effet que tous les projets du Transporteur (il y en a actuellement près de 160) sont confiés à HQE pour les études d'avant-projet, l'ingénierie, la gérance de projet et l'environnement. Ces projets sont facturés au Transporteur au coût complet incluant les coûts directs et indirects ainsi qu'une marge bénéficiaire. Selon la preuve déposée, ce prix coûtant qui se répercutera ultimement sur les tarifs du Transporteur correspond depuis quelques années à un taux de majoration sur salaire de 2,25 pour HQE. La Régie est préoccupée par cette politique de ne pas recourir à des appels de propositions pour des services d'ingénierie, de gérance de projet et d'études environnementales, surtout lorsqu'il s'agit d'investissements de l'envergure du Projet. Le Transporteur compare le taux de majoration sur salaire de HQE à celui du privé. La Régie n'est pas satisfaite de la preuve à ce sujet. Elle considère que l'affiliée du Transporteur est assurée de recevoir annuellement un important chiffre d'affaire stable et prévisible. Cela doit être pris en compte lors d'une comparaison avec les firmes

25. Exelon, Formulaire 10-K, 2007, p. 18 et 21.

26. Hydro-Québec, *Plan stratégique 2006-2010*, version ajustée du 15 septembre 2006, p. 16.

27. FPL, Formulaire 10-K, 2007, p. 6.

28. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 15.

privées qui évoluent dans un environnement concurrentiel. Leur taux de majoration sur salaire doit couvrir le démarchage, la préparation des offres de service et les négociations contractuelles, alors que leur main-d'oeuvre et autres dépenses ne sont pas facturables. La Régie note aussi que les coûts du Projet incluent 2,4 M\$ de frais généraux alors que le Transporteur confie la gérance à HQE et que le coût complet de HQE inclut déjà des espaces de bureau, des coûts d'informatique et de gestion administrative. Pour ces raisons, la Régie considère que le taux de majoration sur salaire de HQE reste à justifier. Dans l'intérêt public et afin de s'assurer que les consommateurs bénéficient du meilleur service au meilleur prix, la Régie recommande au Transporteur de procéder à des appels de propositions afin de tester le marché et d'obtenir ainsi des cas de balisages réels. La Régie ne se prononce pas sur le coût complet pour HQE qui équivaut à un taux de majoration sur salaire de 2,25. Le Transporteur devra justifier ce coût lors de l'inclusion des coûts du Projet à son coût de service. La Régie demande au Transporteur de présenter, lors du dépôt des coûts réels du projet, le détail des coûts de HQE y compris un calcul du taux de majoration sur salaire. Elle s'attend à ce que ce taux évolue à la baisse avec le temps. Elle demande aussi de poursuivre ces études comparatives du taux de majoration sur salaire avec le privé et de lui présenter des exemples concrets lors des prochaines demandes d'autorisation selon l'article 73 de la Loi. La Régie considère que la validation des coûts de HQE est essentielle pour s'assurer de la raisonnable des charges portées au coût de service du Transporteur et ultimement appliquées dans les tarifs. »²⁹

TransÉnergie a réagi à cette demande de la Régie lors de la préparation de son dossier pour obtenir l'autorisation de raccorder la centrale de l'Estmain-1 au réseau de transport. Elle a demandé à un ancien employé de réaliser un bali-

sage sur les pratiques de l'industrie. Quatorze des vingt-cinq entreprises contactées pour l'étude en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde étaient des entreprises gouvernementales³⁰.

La réalisation à l'interne de la gérance, de l'ingénierie et des approvisionnements pour la mise en oeuvre de projets de lignes et de postes de transport est une pratique largement répandue parmi ces entreprises. Les résultats de ce balisage révèlent que les compagnies d'électricité contactées réalisent la gérance, l'ingénierie et les approvisionnements de leurs projets de transport à l'interne ou les confient à une filiale sans recourir à des appels d'offres. On justifie cette pratique par l'exigence de maintenir un savoir-faire et de disposer de ressources expérimentées indispensables pour assurer la qualité du service et la fiabilité des installations³¹.

Lorsque la Régie demande de faire du balisage sur les coûts, on invoque, comme nous l'avons vu au Chapitre 3, l'absence de données publiques et normalisées portant sur les coûts de même que la particularité du réseau de transport de TransÉnergie pour refuser une telle demande. Pour défendre le statu quo cependant, on oublie toutes ces différences et on produit rapidement une étude pour éviter les appels de propositions qui auraient permis de tester le marché.

On notera enfin que TransÉnergie a choisi de ne pas répondre à la deuxième demande de la Régie qui portait sur le niveau de la facturation utilisée par la division de l'Équipement pour se faire rembourser pour les services rendus à TransÉnergie. La Régie a passé sous silence cette omission même si la régisseuse chargée de cette audience était l'un des trois régisseurs qui avaient formulé cette demande quelques mois plus tôt en 2003.

29. Régie de l'énergie, *Décision concernant la demande du transporteur d'électricité relative au raccordement de la centrale Toulousteou, en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie*, Décision D-2003-68, p. 20 et 21.

30. Hydro-Québec TransÉnergie, *Enquête sur l'organisation des compagnies d'électricité pour la réalisation des projets de transport*, Demande R-3527-2004, HQT-3, Document 2, 19 mars 2004.

31. Hydro-Québec TransÉnergie, *Demande du Transporteur d'électricité afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité et requis pour l'intégration de la centrale de l'Estmain-1 au réseau de transport de l'électricité*, Demande R-3527-2004, HQT-3, Document 1, 19 mars 2004, p. 10.

Contrairement à Hydro-Québec, les entreprises du groupe-témoin ne publient généralement pas séparément la valeur comptable de leurs investissements dans la production, le transport et la distribution de l'électricité. Nous avons relevé une exception toutefois : Southern Company a, selon le Tableau 4.7, des actifs immobilisés de 5,4 G\$ dans le transport d'électricité contre 15,0 G\$ pour TransÉnergie. Malgré ce niveau beaucoup plus faible d'investissement, Southern Company a un réseau de transport plus important qu'Hydro-Québec et compte sept fois plus de postes. Nous admettons volontiers que cette comparaison est loin d'être parfaite, mais l'ampleur des écarts soulève, encore une fois, beaucoup de questions sur la gestion des investissements de TransÉnergie.

Le projet Système d'information sur la clientèle, un projet important de la division Distribution

Le 17 juin 2002, Hydro-Québec Distribution a présenté une demande afin d'obtenir l'autorisation d'investir 270 M\$ pour la mise en place d'ici mars 2007 d'un nouveau système d'information sur la clientèle, le projet SIC³². La Régie de l'énergie a approuvé cette demande le 12 décembre 2002, mais avec un budget déjà augmenté à

320 M\$³³. « Le projet SIC a pour objectif général d'améliorer la qualité du service à la clientèle de manière à répondre aux attentes des clients du Distributeur et de suivre leur évolution. Le projet permettra également au Distributeur [...] d'améliorer la productivité des activités associées au service à la clientèle [...] Les nouvelles fonctionnalités permettront, par exemple, la facturation intégrée de tous les produits et services sur une même facture et fourniront des outils de gestion comme l'analyse des charges de travail. De plus, le nouveau système vise la création d'un dossier client et d'un dossier sur le local. En comparaison, le système actuel ne gère que des abonnements selon les numéros de compteurs. Plusieurs fonctionnalités seront ajoutées dans le domaine des ventes, de la mise en marché et des stratégies commerciales. Le système permet donc une amélioration de l'offre de service globale. »³⁴

Selon la Régie, « Le Distributeur affirme aussi que la mise en service du système entraînera des gains de productivité importants permettant d'assurer la rentabilité du projet par rapport au maintien des systèmes actuels. Au cours de la deuxième période, HQD prévoit réaliser des gains de productivité variant entre 21 et 24,5 M\$ par année. Par ailleurs, HQD prévoit aussi une réduction du coût de service variant entre 27 et 30 M\$ par année »³⁵. Quand elle analysait la

32. Hydro-Québec Distribution, *Demande du distributeur d'électricité afin d'obtenir une autorisation pour réaliser le projet « Système d'information clientèle »*, Demande R-3491-2002, 17 juin 2002, p. 3.

33. Régie de l'énergie, *Décision sur la demande du distributeur d'électricité afin d'obtenir l'autorisation de réaliser le projet Système d'information clientèle (SIC) en vertu de l'article 73 de la loi sur la Régie de l'énergie*, Décision D-2002-280, 12 décembre 2002, p. 7.

34. *Id.*, p. 4 et 6.

35. *Id.*, p. 8.

Tableau 4.7
Investissements dans le transport

	Hydro-Québec	Southern Company
Longueur du réseau transport (km)	33 008	43 552
Nombre de postes	508	3 400
Actifs immobilisés (G\$)	15,0	5,4

Source : Southern Company, <http://investor.southerncompany.com/about.cfm>; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 15 et 102.

Note : Hydro-Québec publie des chiffres différents pour la longueur de son réseau de transport aux pages 15 et 102 (dernier chiffre utilisé).

valeur économique du projet SIC par rapport au statu quo sur une période de quinze ans, Hydro-Québec Distribution arrivait à la conclusion que la situation de statu quo était nettement plus coûteuse et la solution proposée permettrait une économie estimée à 80 M\$ actualisée en 2002³⁶. Les économies devaient commencer à se manifester en 2008, c'est-à-dire l'année qui devait suivre l'implantation complète du système. En 2007, on s'attendait à des coûts d'exploitation comparables pour le statu quo et la solution proposée.

La mise en place de SIC pour les clients résidentiels a commencé en janvier 2008³⁷ et doit maintenant se terminer d'ici la fin 2008³⁸. Le projet accuse un retard minimum de 21 mois sur le calendrier soumis à la Régie de l'énergie en 2002 pour obtenir l'autorisation de faire cet investissement de 320 M\$, puisque la mise en service devait se terminer en mars 2007³⁹. Après avoir fait valoir en 2002 à la Régie que la mise en service de SIC serait neutre sur les coûts de distribution dans l'année de sa mise en service, le Distributeur a déclaré à la Régie en 2007 que la mise en service de SIC est responsable de 34,5 M\$ des 38,8 M\$⁴⁰ d'augmentation de ses coûts de distribution en 2008⁴¹.

Que s'est-il passé? Comme nous l'avons souligné plus haut, la mise en place de SIC devait permettre à Hydro-Québec de réduire ses frais d'exploitation de 48 à 54,5 M\$ par année. Or, les bénéfices escomptés ne sont maintenant plus que de 20 M\$ par année et ce, à partir de 2009 seulement⁴². De plus, on semble avoir investi beaucoup plus que 320 M\$ dans la réalisation de ce projet puisque l'amortissement prévu de 21 M\$ et les

frais financiers de 16 M\$ ne suffisent plus⁴³. Dans sa demande de hausse tarifaire pour l'année 2008, le Distributeur disait : « SIC, dont la réalisation a été étalée sur six années pour une mise en service prévue en janvier 2008, occasionnera des charges d'amortissement de l'ordre de 39 millions \$ et des frais financiers de 29 millions \$ »⁴⁴. Ces chiffres suggèrent que le coût initial du projet a plus que doublé et qu'il se rapproche maintenant de 600 M\$.

Cet exemple nous amène à nous demander pourquoi le législateur a forcé Hydro-Québec Distribution à faire approuver ses projets d'investissement par la Régie de l'énergie. Comme le démontre le texte de sa décision, la Régie était préoccupée par les risques du projet : « Étant donné l'importance de la somme impliquée et les risques de dépassement inhérents aux projets reliés aux technologies de l'information, la Régie juge primordial que le suivi fourni par le Distributeur soit détaillé et présenté en temps opportun. La Régie est soucieuse que la clientèle du Distributeur n'ait pas à supporter des dépassements de coûts, comme cela s'est vu dans le cas d'autres sociétés de service public. Elle prend acte de l'expérience d'Hydro-Québec dans l'implantation de systèmes d'informations. [...] Afin de minimiser ces risques, la Régie tient à mettre l'emphase sur le suivi de ce projet; il est primordial que des actions soient prises très rapidement en cas de problèmes. Par conséquent, la Régie demande un rapport en suivi de la présente décision sur une base annuelle. [...] Elle demande, en plus du suivi annuel, d'être avisée par un rapport d'exception dès que la provision de 20 M\$ pour contingences sera épuisée. Dans ce cas, le Distributeur devra alors faire état des mesures qui sont mises en place pour éviter une escalade des coûts et rendre compte, par la suite, du résultat de ces mesures »⁴⁵.

36. Hydro-Québec Distribution, *Projet SIC*, Demande R-3491-2002, HQD-1, Document 1, p. 31.

37. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23.

38. Régie de l'énergie, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009*, Décision D-2008-024, p. 50.

39. Hydro-Québec Distribution, *Projet SIC*, Demande R-3491-2002, HQD-1, Document 1, p. 21.

40. Régie de l'énergie, *Demande relative à l'établissement des tarifs pour l'année tarifaire 2008-2009*, Décision D-2008-024, 26 février 2008, p. 48.

41. Calculs de l'auteur à partir d'Hydro-Québec Distribution, *Efficiencia et performance*, Demande R-3644-2007, HQD-3, Document 1, p. 8 et 9.

42. *Id.*, p. 20.

43. Hydro-Québec Distribution, *Projet SIC*, Demande R-3491-2002, HQD-1, Document 1, Annexe 2.

44. Hydro-Québec Distribution, *Efficiencia et performance*, Demande R-3644-2007, HQD-3, Document 1, p. 9.

45. Régie de l'énergie, *Décision sur la demande du distributeur d'électricité afin d'obtenir l'autorisation de réaliser le projet Système information clientèle (SIC) en vertu de l'article 73 de la loi sur la Régie de l'énergie*, Décision D-2002-280, 12 décembre 2002, p. 17 et 18.

La Régie avait correctement reconnu les risques de dérapage de l'échéancier et de dépassement de coûts. Elle a quand même accepté, dans sa décision du 26 février 2008, toutes les demandes du Distributeur au titre des frais d'exploitation, y compris un budget additionnel de 10 M\$ pour la stabilisation du projet SIC. Dans sa décision de 2008, la Régie a formulé deux requêtes bien timides : elle demande au Distributeur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, le montant exact des économies qui seront générées par le projet SIC à compter de 2009; elle demandait aussi un rapport sur la mise à pied promise, d'ici la fin 2008, des 205 employés temporaires embauchés pour assurer la stabilisation du projet SIC⁴⁶. On ne retrouve dans le texte de sa décision rien qui nous permettrait de croire que la Régie a effectué le suivi demandé en 2002 sur la gestion de ce projet fort important.

Comme Hydro-Québec n'est pas une société privée, ce ne sont pas ses actionnaires qui vont faire les frais de ce dépassement de coût important et de l'absence d'une proportion importante des gains de productivité escomptés en 2002 à la suite de la mise en place de SIC. Cela se traduira par des bénéfices moins élevés pour Hydro-Québec, ce qui réduira d'autant sa contribution à la société québécoise. Hydro-Québec Distribution ne subit aucune pénalité de ce dépassement important de budget puisqu'elle est réglementée sur la base des coûts. Le coût total du projet, y compris les dépassements de coûts, s'ajoute à ses immobilisations accumulées. La Régie a accepté que la structure de capital présumée qui finance théoriquement les immobilisations accumulées soit composée de 35 % de capitaux propres et de 65 % de dette. Comme la Régie a également autorisé un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,74 %⁴⁷, Hydro-Québec recevra donc 7,74 % de rendement sur 35 % de l'excédent de coût du projet SIC et le rendement d'une obligation sans risque sur 65 % de l'excédent de coûts. Ceci

signifie que la Régie a donné à Hydro-Québec Distribution la permission de dépenser en 2008 34,5 M\$ de plus que ce qui était prévu en 2002 pour l'exploitation de SIC en plus de lui permettre de recevoir des revenus de placement sur l'ensemble du coût non déprécié du projet!

Conséquences sur la rentabilité

Hydro-Québec investit chaque année des sommes considérables. En 2007, elle a consacré 3,6 G\$ à ses investissements contre 3,5 G\$ en 2006⁴⁸. Ses actifs immobilisés totalisaient 53,2 G\$ à la fin de 2007⁴⁹. En 2007, elle a consacré 2,0 G\$ à l'amortissement de ses immobilisations passées et 2,5 G\$ aux intérêts sur la dette qu'elle a accumulée pour financer tous ces investissements. Si Hydro-Québec faisait preuve de plus de rigueur dans la gestion de ses investissements, cela aurait un impact important sur son bénéfice en réduisant les charges pour l'amortissement et les intérêts sur la dette. Sans faire une étude approfondie des toutes les activités d'investissement d'Hydro-Québec, il est difficile d'en chiffrer avec précision l'impact. Nous pouvons quand même, grâce aux études de cas que nous avons présentées plus tôt dans ce chapitre, en faire une estimation acceptable.

Nous avons démontré que le prix de revient de l'électricité qui provient de centrales construites par Hydro-Québec atteint et même dépasse le double du prix de revient de l'électricité produite par des centrales du secteur privé. Le coût de construction des centrales par Hydro-Québec dépasse de façon substantielle le budget annoncé au début du projet. Hydro-Québec pourrait investir moins et mieux si elle exploitait davantage le fait que sa pointe de consommation coïncide avec une période de consommation beaucoup plus faible dans les réseaux de distribution d'électricité situés au sud de la frontière canadienne. TransÉnergie confie tous ses projets au même

46. Régie de l'énergie, *Demande relative à l'établissement des tarifs pour l'année tarifaire 2008-2009*, Décision D-2008-024, 26 février 2008, p. 54 et 55.

47. *Id.*, p. 56 et 57.

48. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 54.

49. *Id.*, p. 74.

fournisseur qu'Hydro-Québec Production. Il nous semble juste de faire l'hypothèse que la qualité de la gestion de leurs investissements respectifs se compare. Nous avons démontré également qu'un investissement important d'Hydro-Québec Distribution pour améliorer le service à la clientèle a coûté plus du double du budget prévu à l'origine, sans générer les économies opérationnelles attendues, une situation que la Régie de l'énergie a traitée avec courtoisie.

Conclusion

L'ensemble de ces données suggère qu'une meilleure gestion des investissements permettrait à Hydro-Québec de réduire ses dépenses d'investissement d'au moins 25 % et possiblement de 50 %. Aux fins de notre étude, nous allons utiliser, par mesure de prudence, une réduction d'un quart des dépenses d'investissement. Après un certain nombre d'années, Hydro-Québec aurait ainsi réduit ses charges annuelles pour amortissement et intérêts de 4,5 à 3,4 G\$, augmentant ainsi son bénéfice annuel d'autant. Lorsqu'on ajoute les économies opérationnelles de 1,0 G\$ déterminées au Chapitre 3, on peut affirmer que le bénéfice net d'Hydro-Québec, en fonction des tarifs actuels, se rapprocherait de 5,0 G\$, soit 2,1 G\$ de plus que les 2,9 G\$ déclarés en 2007.

Nous sommes en mesure d'affirmer que les bénéfices annuels d'Hydro-Québec devraient se rapprocher de 5 G\$ par année à l'heure actuelle par comparaison à 2,9 G\$, et ce, sans augmentation de tarifs. Nous arrivons à ce chiffre en tenant compte de l'impact sur le bénéfice net de sa faible efficacité opérationnelle et de la surutilisation du capital que fait Hydro-Québec. Le premier ministre du Québec soulignait récemment que « dans plusieurs domaines de notre économie, nous manquons de travailleurs. Notre

économie est par ailleurs moins productive que celle de nos voisins »⁵⁰. Avec des ventes annuelles qui dépassent les douze milliards de dollars, les activités d'Hydro-Québec représentent 4 % de l'économie québécoise. Toute amélioration de la productivité d'Hydro-Québec se répercuterait sur la productivité de l'économie québécoise. On se doit de prendre collectivement les mesures qui permettront à notre société de comprendre la véritable valeur d'Hydro-Québec. Des coûts de production d'énergie beaucoup moins élevés que pour les entreprises comparables constituent un avantage concurrentiel extraordinaire pour la société québécoise. Nous nous devons de regarder de façon lucide les améliorations de productivité possibles afin d'avoir un portrait fidèle des résultats financiers potentiels d'Hydro-Québec. Dans un monde où les ressources sont limitées et les besoins grandissants, cet exercice ne peut être évité. Afin de voir plus clair avant de tirer nos conclusions, examinons les leçons qu'on peut tirer de l'expérience britannique en matière de privatisation de ses entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité.

50. Jean Charest, « Un nouvel espace économique pour le Québec », *La Presse*, 26 mars 2008, p. A22.

Chapitre 5

L'expérience du Royaume-Uni

C'est au cours des années 1970 qu'on a mis la table pour la privatisation de l'industrie électrique au Royaume-Uni¹. Les pertes de l'industrie avaient augmenté considérablement, tant sous les gouvernements travaillistes que conservateurs. On avait mis en place une mentalité qui voulait que les prix soient fixés en fonction du prix de revient augmenté d'une marge contractuelle (ce qu'on appelait le « cost plus »). Les syndicats avaient abusé de leur pouvoir de négociation monopolistique, ce qui a mené à un surplus de personnel et à une culture de grève du zèle. L'industrie s'était dotée de gros départements d'ingénierie qui insistaient pour gérer les projets d'immobilisation eux-mêmes, ce qui exigeait des spécifications techniques coûteuses et des investissements plus importants que nécessaire.

Avant de privatiser l'industrie électrique, le gouvernement du Royaume-Uni avait privatisé l'industrie du gaz naturel en 1986. Le monopole public British Gas est devenu, sous la pression de l'équipe de direction, un monopole privé, ce qui n'a pas permis aux consommateurs de profiter des avantages de la concurrence. Cette privatisation a démontré la pertinence de séparer la production, le transport et la distribution de l'électricité si on souhaitait mettre sur pied un environnement plus concurrentiel que celui qui prévalait dans l'industrie du gaz naturel.

Dans un premier temps, on a restructuré l'industrie électrique à partir du 13 mars 1990. Le

Central Electricity Generating Board, responsable de la production et du transport de l'électricité en Angleterre et au pays de Galles, a été divisé en quatre : trois entreprises responsables de la production de l'électricité (National Power, PowerGen et Nuclear Electric) et une entreprise responsable du réseau de transport (National Grid Company). La distribution de l'électricité était déjà la responsabilité de douze *area boards* qui sont devenues au même moment douze *regional electricity companies* chargées de distribuer l'électricité dans leur région respective.

Le gouvernement a privatisé deux des trois entreprises de production, mais a conservé la propriété de Nuclear Electric tout en lui demandant de concurrencer avec les deux entreprises déjà privatisées pour assurer sa survie. Elle a amélioré sa productivité et augmenté sa production à un point tel que le gouvernement l'a privatisée à son tour en juillet 1996 sous le nom de British Energy. En 1997, elle était devenue le producteur d'électricité le plus efficace au monde, produisant 80 % de l'énergie qu'elle avait la capacité de produire. La privatisation a augmenté le nombre de producteurs d'électricité, qui est passé de 10 en 1990 à 32 en 1999.

Au moment de la privatisation, seuls les 4500 clients qui avaient besoin d'au moins 1 MW de puissance pouvaient magasiner leur électricité. Le succès a été tel qu'en avril 1994, le marché libre a été étendu à tous les clients qui avaient besoin de 100 kW ou plus : les supermarchés, les hôpitaux, les bureaux et les petites manufactures. Ce marché représentait alors 70 % de l'électricité vendue au Royaume-Uni. Maintenant, tous les consommateurs ont le choix de leur fournisseur, comme c'est le cas en France².

La preuve la plus éloquentes du succès de la privatisation de l'électricité au Royaume-Uni est le fait que le modèle britannique, c'est-à-dire la division entre la production, le transport et la

1. Ce texte s'inspire librement du discours « The Privatisation of UK Electricity Industry » prononcé le 16 avril 1999 par le Dr R. Hawley, président du conseil de l'Engineering Council (Royaume-Uni) et ex-président et chef de la direction de British Energy, voir http://www.hkdf.org/newsletters/9906/0699_3.htm.

2. Thibaut Madelin, « Énergie : la concurrence commence à séduire les Français », *Les Échos*, 2 septembre 2008.

distribution pour fins de réglementation, a été adopté un peu partout dans le monde. Comme nous l'avons vu au Chapitre 2, Hydro-Québec, sous la pression de la FERC, a adopté une telle structure pour pouvoir exporter son électricité aux États-Unis. Cependant, la privatisation a procuré de nombreux autres avantages : les prix avaient diminué de 20 % en tenant compte de l'inflation dès 1997 et il y a eu une amélioration du rendement et une réduction de 95 % des pannes de courant.

Selon un autre observateur, la privatisation des industries du gaz et de l'électricité a transformé les monopoles étatiques en entreprises concurrentielles et a permis aux consommateurs d'avoir le choix de leur fournisseur tout en bénéficiant de prix plus bas³. De 1990 à 2005, la facture moyenne d'électricité a diminué de plus de 30 %, en tenant compte de l'inflation⁴.

Plusieurs commentateurs ont critiqué la privatisation en soutenant que l'on avait donné la poule aux œufs d'or. Leur principal argument était basé sur le fait qu'en moyenne, l'appel public à l'épargne fait pour les compagnies d'électricité a été souscrit dix fois. Cette demande excédentaire a permis des gains importants dès le premier jour d'inscription à la Bourse. Les partisans de la privatisation répliquent que la privatisation était risquée et qu'il fallait, à tout prix, éviter un échec. Il y avait, selon eux, absence d'entreprises comparables pour faciliter la détermination du prix et les systèmes comptables des entreprises nationalisées n'étaient pas adéquats. Il semble aussi qu'on ait sous-estimé l'impact des économies de personnel sur la valeur boursière des entreprises.

Depuis la privatisation, il y a eu un certain nombre de regroupements puisque l'Angleterre et le pays de Galles ne comptent plus que huit compagnies responsables de la distribution de l'électricité sur leur territoire au lieu des douze

entreprises qui ont été privatisées en 1990. Quatre des huit entreprises de distribution sont la propriété d'entreprises qui produisent aussi de l'électricité⁵.

La réglementation du marché

La privatisation des entreprises de production et de distribution d'électricité ne signifie pas qu'on ait laissé celles-ci seules responsables de déterminer les règles du jeu. Le gouvernement a mis sur pied l'Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). Le rôle d'Ofgem est de protéger les intérêts des consommateurs en favorisant au maximum la concurrence entre les fournisseurs⁶. La concurrence fonctionne puisqu'en mars 2007, 900 000 consommateurs de gaz et d'électricité ont changé de fournisseur⁷. Quant à la qualité du service, Energywatch, l'organisme public qui veille à l'intérêt des consommateurs sur les marchés britanniques du gaz et de l'électricité, révèle qu'il n'est pas remis en cause : plus de 97 % des clients sont satisfaits du service reçu.

Lorsque la concurrence n'est pas une option réaliste, Ofgem protège les consommateurs en imposant les contrôles nécessaires. Cela s'applique aux entreprises qui gèrent les réseaux de transport du gaz et de l'électricité⁸. Parallèlement, Ofgem prend des mesures pour inciter ces entreprises à investir les sommes appropriées pour assurer la continuité du service. Ainsi, lorsqu'elle a déterminé la structure des tarifs pour la période 2007-2012, elle a tenu compte d'investissements de 3,8 milliards £ à faire dans le réseau de transport d'électricité du Royaume-Uni au cours de cette période⁹.

3. Nigel Essex, « Privatisation of Energy: Was it Necessary? », *Economic Affairs*, vol. 24 (2004), no 3, p. 16.

4. Enrico Giglioli et Alberto Marchi, « Next-generation regulation for European electric power », *McKinsey Quarterly*, juin 2008.

5. Renseignements trouvés sur le site Web de ces huit entreprises.

6. Ofgem, *Annual Report 2006-2007*, p. 16.

7. *Id.*

8. Ofgem, *op.cit.*, note 6, p. 22.

9. *Id.*

Leçons à tirer pour le Québec

Il y a des ressemblances entre l'expérience britannique avant la privatisation et le portrait que nous avons tracé d'Hydro-Québec aux Chapitres 3 et 4 : surplus de personnel, structure de coûts plus élevés, investissements plus importants que nécessaire et absence de concurrence. Les Britanniques ont opté pour la privatisation afin de remédier à ce manque de productivité. Cette privatisation s'est accompagnée d'une mise en concurrence des producteurs et des distributeurs d'électricité. De plus, on a profité de la privatisation pour modifier le mode de réglementation qui s'appliquait au monopole naturel de transport de l'électricité afin de lui permettre de bénéficier, pendant un certain temps, des améliorations de productivité obtenues dans la gestion de son réseau. Cette façon de procéder a été un succès puisque l'ensemble de la réforme a permis une baisse de tarifs de l'ordre de 32 % après prise en compte de l'inflation.

Hydro-Québec joue un rôle important dans l'économie québécoise puisqu'elle compte pour environ 4 % de sa production de biens et services. Depuis 1944, son seul et unique actionnaire a été le gouvernement du Québec. L'analyse de l'expérience britannique nous porte à croire qu'un gouvernement n'est pas le mieux placé pour gérer une entreprise qui détient un monopole.

Si nous souhaitons augmenter notre productivité, nous nous devons de regarder froidement les améliorations possibles et nous devons nous pourvoir d'un portrait fidèle du rendement financier réel et potentiel d'Hydro-Québec. L'expérience du Québec dans la gestion exclusive par le secteur public de notre plus grande richesse collective nécessite une réévaluation. Il est temps d'introduire plus de concurrence et d'améliorer la réglementation afin d'optimiser l'efficacité d'Hydro-Québec. Nous démontrerons plus loin que la société québécoise va retirer des avantages plus grands d'un transfert de la propriété d'Hydro-Québec au secteur privé que ce que l'on obtiendrait du statu quo.

Chapitre 6

La hausse des tarifs d'électricité

Selon une étude préparée pour l'Institut C. D. Howe, « Le potentiel énergétique du Québec est phénoménal, non seulement en termes de ressources naturelles mais également en termes de compétences et de marchés potentiels. Mais sa population subit littéralement la mainmise inconsciente d'une coalition mal informée d'élus, de gens d'affaires et de syndicalistes sur ses ressources énergétiques. Il s'ensuit un développement des ressources mal orienté car reposant sur une manipulation des prix qui en bout de ligne ne profite qu'aux groupes directement concernés et dilapide les bénéfices potentiels que pourrait générer une exploitation socialement optimale des ressources. La présente politique de bas prix – qui se traduit par une dette publique et des impôts trop élevés, une détérioration des services sociaux et un appauvrissement collectif généralisé – est non seulement une subvention inefficace aux grands consommateurs d'électricité, individuels et corporatifs, mais aussi un transfert régressif des plus pauvres vers les plus riches »¹.

Le Manifeste pour un Québec lucide, publié le 19 octobre 2005, reprend plusieurs de ces arguments et propose une modification importante de notre attitude collective à l'égard de l'électricité :

« La lucidité devrait aussi nous amener à revoir notre attitude collective en ce qui a trait aux tarifs d'électricité. Le Québec a la chance de disposer d'une ressource aussi précieuse que le pétrole. Si l'Alberta parvient à générer des revenus considérables avec son or noir, pourquoi

le Québec se prive-t-il d'une partie du potentiel financier de son or bleu? La politique tarifaire actuelle d'Hydro-Québec n'est qu'une des manières dont on peut faire profiter les Québécois de cette ressource; ce n'est ni la plus productive ni la plus efficace. Contrairement à une perception répandue, elle profite davantage aux personnes à revenus élevés (qui auraient les moyens de payer plus) qu'aux personnes moins aisées (qu'on peut protéger contre les augmentations de tarifs). Le président du Mouvement Desjardins, M. Alban D'Amours, a déjà proposé que les tarifs d'électricité soient augmentés et qu'une part déterminée des profits d'Hydro-Québec soit consacrée au remboursement de la dette du gouvernement du Québec. Nous endossons cette proposition, en précisant qu'à notre avis, la hausse des tarifs d'électricité devrait être à la fois substantielle et progressive »².

Nous partageons tout à fait l'avis de ces auteurs au sujet de notre plus grand moteur de création de richesse. Les idées avancées dans ces textes résument bien la situation stratégique du potentiel hydroélectrique du Québec. En étudiant la situation de façon plus détaillée, comme nous l'avons fait dans le cas présent, on découvre en plus que la productivité et les résultats financiers d'Hydro-Québec sont faibles et insuffisants et qu'ils pourraient grandement être améliorés, particulièrement dans un contexte de déréglementation du marché de l'énergie. Comment faire accepter aux Québécois une hausse substantielle des tarifs d'électricité sans prendre en même temps les mesures nécessaires pour rendre Hydro-Québec aussi efficace que les sociétés actives dans le même domaine? Nous comptons donc proposer un ensemble de mesures susceptibles de permettre à la société québécoise un retour optimal de ses investissements dans Hydro-Québec. Mais avant d'arriver là, examinons comment une hausse de tarifs « substantielle et progressive » peut être bénéfique pour l'ensemble des Québécois.

1. Marcel Boyer, *Augmentons le prix de l'électricité au Québec – pour le bien-être de tous*, Institut C.D. Howe, 16 mars 2005.

2. Lucien Bouchard *et al.*, *Manifeste pour un Québec lucide*, 19 octobre 2005.

Depuis quelques années, la hausse des tarifs d'électricité a été beaucoup moins rapide que la hausse des prix des produits pétroliers. C'est pourquoi les citoyens québécois paient leur électricité bien en deçà de sa valeur marchande : en effet, le tarif résidentiel d'électricité à Toronto est supérieur de 71 % au tarif québécois³. La différence avec nos voisins américains est encore plus considérable : Boston paie un tarif supérieur de 224 % et New York, un tarif supérieur de 250 % à celui que nous payons au Québec⁴. Les villes de Boston et de New York font partie du nord-est des États-Unis, la région qui affiche les tarifs d'électricité les plus élevés aux États-Unis⁵. Cette différence provient essentiellement du bloc patrimonial, un concept mis au point, comme on l'a vu, pour permettre à Hydro-Québec de vendre ses surplus d'électricité sur le marché américain tout en protégeant les prix de l'électricité au Québec.

Le potentiel d'Hydro-Québec

Le monde a changé énormément depuis les vingt dernières années. La déréglementation du marché nord-américain de l'énergie a augmenté considérablement la valeur intrinsèque d'Hydro-Québec. De plus, comme l'ont souligné les professeurs Bélanger et Bernard de l'Université Laval, « le gouvernement, dans sa politique énergétique déposée en juin 2006, considère le développement de la Romaine (1500 MW) et de Petit Mécatina (1500 MW) qui fourniraient de l'électricité à plus de 10,0 ¢ le kWh. Le projet éolien de 1000 MW [...] livrera de l'électricité à 8,3 ¢ le kWh. L'ère du développement hydroélectrique à faible coût tire donc à sa fin au Québec »⁶.

Le client résidentiel québécois qui a consommé 1000 kWh d'électricité par mois en 2007 a payé 6,7 ¢ le kWh. Si on augmentait les

tarifs d'électricité d'un peu moins de cinq cents à 11,4 ¢ le kWh sur une période de dix ans, on aurait le même tarif moyen que les Torontois en 2007⁷. Une telle hausse augmenterait les bénéfices d'Hydro-Québec d'environ 8,1 G\$⁸. Comme les bénéfices d'Hydro-Québec ont été de 2,9 G\$⁹ en 2007, la hausse suggérée les augmenterait à 11 G\$¹⁰. Pour arriver à ce chiffre, nous faisons l'hypothèse que les milliards de kilowattheures que ne consommeraient pas les Québécois, à la suite de cette hausse de tarif, trouveraient facilement preneur sur les marchés d'exportation, comme nous le verrons au Chapitre 12.

Ce manque à gagner de 8,1 G\$ représente une subvention du même montant aux consommateurs québécois d'électricité. Pourquoi le Québec devrait-il subventionner la consommation d'électricité, tant des riches que des moins nantis? On ne subventionne pas le logement, sauf pour une infime proportion de la population. On ne subventionne pas non plus la nourriture. Bien au contraire, les politiques agricoles québécoises de gestion de l'offre augmentent le prix du lait, du fromage, des oeufs et du poulet. Et pourtant, le logement et la nourriture sont des biens aussi essentiels que l'électricité.

Comment hausser les tarifs

Si on souhaite augmenter les tarifs d'électricité au prix du marché, on doit nécessairement modifier les règles du bloc patrimonial. Comme nous le verrons au Chapitre 13, les ententes avec les alumineries consomment déjà une part importante de ce bloc, soit environ 20 sur 165 TWh. Comme nous nous devons de respecter les contrats à long terme qui sont intervenus entre

3. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23. On utilise un prix moyen qui repose sur une consommation de 1000 kWh par mois.

4. *Id.*

5. Entergy, *Annual Report 2007*, p. 17.

6. Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard, *Les subventions aux alumineries : des bénéfices qui ne sont pas à la hauteur*, Institut économique de Montréal, avril 2007, p. 4.

7. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23.

8. Avec des ventes de 173,2 TWh au Québec en 2007, Hydro-Québec a vendu 60,0 TWh aux clients résidentiels et agricoles. Voir Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 101.

9. *Id.*, p. 73.

10. Selon le professeur Boyer de l'Université de Montréal, une hausse des tarifs au prix du marché entraînerait une hausse moyenne de la facture annuelle des clients résidentiels de 47 %. Voir Marcel Boyer, *Hausser les tarifs d'électricité afin de valoriser le potentiel énergétique du Québec*, Institut économique de Montréal, avril 2007, p. 2.

les alumineries et le gouvernement du Québec, il ne sera pas possible de compter sur une hausse de revenus à court terme sur le bloc de 20 TWh qu'utilisent les alumineries. Nous devons donc nous résoudre à ne pas toucher à cette portion de 20 TWh dans l'immédiat et la laisser dans le bloc patrimonial jusqu'à la fin des ententes à long terme. Il reste donc 145 TWh. La façon la plus facile de permettre aux tarifs d'électricité de rejoindre le niveau du marché sur une période de dix ans est de réduire le bloc patrimonial de 14,5 TWh chaque année. Ainsi, le tarif moyen se rapprochera progressivement du marché puisque toute l'électricité dont dispose Hydro-Québec Production, au-delà du bloc patrimonial, est vendue dans un contexte de libre concurrence.

Le montant des redevances

Avant même de hausser les tarifs pour qu'ils rejoignent le niveau du marché, nous proposons de remplacer le dividende que le gouvernement du Québec reçoit d'Hydro-Québec chaque année par une redevance annuelle de 1,9 G\$. Contrairement au dividende, la redevance est une dépense et, en conséquence, son versement réduit le bénéfice net d'autant. Il s'agit d'un geste qui a un caractère psychologique puisqu'un bénéfice net moins élevé n'a pas le même impact sur la direction d'Hydro-Québec, sur ses employés et sur la population en général.

Nous obtenons ce montant de 1,9 G\$ à partir des hypothèses suivantes : la moitié des bénéfices récurrents, un montant égal à la taxe sur le capital versé en 2007 et un montant égal aux frais de garantie relatifs aux emprunts qu'Hydro-Québec paie déjà au gouvernement du Québec¹¹.

Hydro-Québec a versé environ 450 M\$ à titre de taxe sur le capital et de frais de garantie d'emprunts en 2007. Nous proposons que cette somme ne soit pas réduite même si la taxe sur le

capital est réduite ou éliminée tel que proposé par la ministre des Finances dans son discours du budget du 24 mai 2007¹² et même si Hydro-Québec ne bénéficiait plus de la garantie gouvernementale sur ses nouveaux emprunts.

Ce montant de 1,9 G\$ sera augmenté à compter du moment où on commencera à réduire la taille du bloc patrimonial. L'augmentation atteindrait 90 % de la hausse des revenus due à la réduction annuelle de la taille du bloc patrimonial. Comme aucune redevance additionnelle ne serait payable par Hydro-Québec sur un bloc de 20 TWh du bloc patrimonial réservé aux ententes avec les alumineries, les redevances augmenteraient de 600 M\$ par année pour atteindre 8,0 G\$ à la fin de la période de transition de dix ans, comme l'indique le Tableau 6.1¹³. Si on ignore les redevances hydrauliques, les redevances passent de 15 % des produits avant le début de la hausse des tarifs à 42 % des produits au cours de la dernière année de la période de transition. Une fois la période de transition terminée, le montant des redevances payables au gouvernement pourrait fluctuer en fonction de l'évolution du prix de l'électricité sur le marché, à tout le moins pour le bloc patrimonial. Si le prix de l'électricité devait dépasser le 11,4 ¢ (en dollars de 2007) envisagé pour la fin de la période de transition, les redevances augmenteraient davantage à la fois en montant absolu et en proportion des produits d'Hydro-Québec. Quant à la capacité de production qui s'ajoutera pendant ou après la période de transition, il faudra mettre sur pied un régime de redevances adéquat pour tenir compte du transfert de risque vers le secteur privé si on juge que les redevances hydrauliques ne sont pas suffisantes.

11. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 45.

12. Ministère des Finances du Québec, *Le budget en un coup d'oeil*, mai 2007, p. 3.

13. Hydro-Québec continuera également de verser au Fonds des générations sa part des redevances hydrauliques, comme les autres producteurs d'électricité qui exploitent les ressources québécoises. Hydro-Québec a versé 263 M\$ à ce titre au cours de l'année 2007. Voir Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 45.

Est-il raisonnable de proposer un tel niveau de redevances? Avant de répondre à cette question, analysons brièvement le régime de redevances en vigueur en Alberta. Le gouvernement de cette province a proposé récemment un nouveau régime de redevances qui entrera en vigueur en janvier 2009¹⁴. Ce nouveau régime prévoit des taux de redevances qui varient en fonction du prix du pétrole ou du gaz naturel. Le taux maximum peut atteindre 50 % pour le pétrole conventionnel et le gaz naturel. Pour atteindre ce niveau, le prix du baril de pétrole doit atteindre 120 \$ et le prix d'un gigajoule doit atteindre 16,59 \$. Le régime de redevances qui s'appliquera au pétrole extrait des sables bitumineux est à double niveau : jusqu'à un maximum de 9 % du revenu brut et de 40 % du revenu net à condition que le baril de pétrole se vende au moins pour 120 \$.

Les propositions que nous formulons pour Hydro-Québec nous apparaissent judicieuses à la lumière du régime de redevances qui s'appliquera en Alberta. Il ne faut pas perdre de vue que le gouvernement du Québec retirera 42 % des revenus bruts d'Hydro-Québec si le prix du kWh est de 11,4 ¢. Dans un monde où le pétrole se

vendrait 120 \$ le baril, il n'est pas illusoire de penser que le prix de l'électricité devrait aussi augmenter au-delà de 11,4 ¢. Les redevances excéderaient 50 % des revenus dans un scénario où le prix du marché de l'électricité atteindrait 14 ¢ le kWh. Selon nous, le Québec serait justifié d'obtenir des redevances plus importantes pour l'exploitation des ressources hydroélectriques de son bloc patrimonial que l'Alberta pour l'exploitation de ses ressources pétrolières et gazières. Contrairement à l'Alberta, la société québécoise a assumé tous les risques pour le développement de la capacité actuelle de production d'Hydro-Québec. Il serait donc normal que les citoyens du Québec reçoivent des redevances proportionnellement plus importantes qu'en Alberta.

Plusieurs commentateurs ont suggéré de hausser les tarifs d'Hydro-Québec au prix du marché afin de permettre au Québec d'avoir une économie plus productive. Ainsi, il serait possible de réduire le fardeau de la dette et de financer plus facilement les services publics. Tous, sans exception, envisagent une hausse des tarifs au prix du marché sans remettre en cause la propriété publique d'Hydro-Québec. Est-ce la meilleure stratégie? Que faire pour rendre acceptable la hausse des tarifs et pour assurer que cette hausse soit entièrement au bénéfice de la société québécoise? Ce sont les questions que nous allons maintenant analyser.

14. Gouvernement de l'Alberta, *The New Royalty Framework*, 25 octobre 2007, p. 2 et 3.

Tableau 6.1
Évolution des redevances pendant la période de transition (pro forma)

Année	Tarif résidentiel moyen (¢)	Taille du bloc patrimonial (TWh)	Produits d'Hydro-Québec (G\$)	Redevances (G\$)	Redevances en proportion des produits
0	6,70	145,0	12,33	1,90	15 %
1	7,17	130,5	13,01	2,51	19 %
2	7,64	116,0	13,69	3,13	23 %
3	8,11	101,5	14,37	3,74	26 %
4	8,58	87,0	15,06	4,35	29 %
5	9,05	72,5	15,74	4,97	32 %
6	9,52	58,0	16,42	5,58	34 %
7	9,99	43,5	17,10	6,19	36 %
8	10,46	29,0	17,78	6,81	38 %
9	10,93	14,5	18,46	7,42	40 %
10	11,40	0,0	19,15	8,03	42 %

Note : Nous avons réduit la taille initiale du bloc patrimonial de 20 TWh pour tenir compte des ententes de 2002, 2006 et 2008 mentionnées au chapitre 13.

Chapitre 7

La stratégie de privatisation

À la lumière de l'analyse des Chapitres 3 et 4, il y a un risque considérable que la société québécoise n'obtienne pas tous les bénéfices escomptés de la hausse des tarifs. Hydro-Québec affiche un niveau de productivité qui laisse à désirer et utilise beaucoup plus de capital que nécessaire pour ses immobilisations. Le mode de réglementation des divisions TransÉnergie et Distribution d'Hydro-Québec, qui repose sur les coûts, explique en partie cette faible productivité. Quelle garantie avons-nous que cette situation va s'améliorer à l'avenir? Cette situation est-elle récente ou s'agit-il d'une constante dans l'histoire d'Hydro-Québec?

La faible productivité d'Hydro-Québec n'est pas un phénomène récent. Déjà en 1991, « les frais d'exploitation d'Hydro-Québec s'établissaient à 1,65 ¢ le kWh, comparativement à 1,41 ¢ pour la majorité des sociétés d'État au Canada »¹. Toujours selon cette étude, la société s'était fixé des objectifs de réduction de coûts à plus long terme. Plus de quinze ans plus tard, on a vu au Chapitre 3 que les efforts de réduction de coûts n'ont pas produit les résultats escomptés.

À première vue, Hydro-Québec semble avoir amélioré ses résultats financiers depuis six ans, puisque le rendement sur l'avoir propre avant impôt est passé de 4,4 % en 2001² à 14,5 % en 2007³, si l'on ne tient compte que des activités poursuivies. Cette progression cache toutefois une situation problématique, car ce n'est qu'en 2002 que le rendement sur l'avoir propre d'Hydro-

Québec a dépassé pour la première fois de son histoire le taux moyen du coût de la dette⁴. Elle a atteint ce niveau uniquement après un sévère rappel à l'ordre du ministre des Richesses naturelles lors d'une séance de la Commission permanente de l'économie et du travail, le 27 février 1996, à laquelle les dirigeants d'Hydro-Québec avaient été convoqués : « Comment expliquer que le taux de rendement ait été de 3,3 % en 1995 alors qu'Hydro-Québec avait promis 6,4 % dans ses engagements de performance? Comment expliquer que le taux de rendement soit passé de 8,4 % en 1991 à 3,3 % en 1995, pendant que la moyenne des augmentations de tarifs a été supérieure à l'inflation pour la même période? [...] Comment se fait-il que la haute direction d'Hydro-Québec se contente de 3,3 % alors que d'autres sociétés comparables obtiennent des taux de rendement de 10 à 12 %? Il ne faut pas oublier, quand Hydro-Québec obtient un taux de rendement aussi faible que 3,3 %, elle paie des intérêts sur ses dettes à un taux de 9 %. Qui oserait placer son argent dans une institution offrant un taux de rendement aussi bas? »⁵

Une société à capital ouvert ne pourrait survivre pendant 60 ans si elle n'était pas en mesure d'obtenir un rendement sur son avoir propre qui excède le coût de sa dette. Elle ne pourrait pas non plus emprunter des capitaux à des taux d'intérêt acceptables.

On peut observer le parcours d'Hydro-Québec sous plusieurs angles et il ne s'agit pas ici de minimiser ses réalisations. D'un point de vue financier, on se doit d'admettre que le gouvernement du Québec empruntait les fonds qui constituaient l'avoir propre d'Hydro-Québec et que la gestion financière pendant 60 ans n'a pas contribué directement à l'enrichissement des Québécois puisque le rendement était inférieur au coût de la dette jusqu'en 2002⁶. Le gouver-

1. Yves Rabeau, *Les subventions et le secteur de l'électricité au Québec*, Centre de recherche en gestion (UQAM), novembre 1995, p. 16.
2. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2003*, p. 106.
3. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 73 et 74.

4. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2002*, p. 4.

5. Assemblée nationale du Québec, *Journal des débats – Commission permanente de l'économie et du travail*, 27 février 1996, p. 3.

6. Les coûts d'emprunt du gouvernement et d'Hydro-Québec sont similaires puisque la dette d'Hydro-Québec est garantie par le gouvernement.

nement a donc emprunté pendant toute cette période à un taux plus élevé que le rendement qu'il a obtenu de son placement dans Hydro-Québec. Le gouvernement, seul actionnaire d'Hydro-Québec, a accepté dans ce cas un rendement inférieur sur ce placement à ce qu'il aurait normalement dû recevoir en tenant compte des risques qu'il assumait.

La question du rendement d'Hydro-Québec est complexe à analyser. D'une part, le gouvernement a accepté un maigre retour sur son investissement, d'autre part c'est ce même gouvernement qui impose à Hydro-Québec de vendre une grande partie de sa production d'électricité à un prix inférieur à sa valeur au marché, dans le cadre du bloc patrimonial.

Si on étudie la situation sous l'angle purement économique, on constate qu'Hydro-Québec jouit d'atouts concurrentiels hors du commun : un monopole sur son territoire, un parc de centrales hydroélectriques déjà construit, des coûts de production faibles grâce à un patrimoine naturel exceptionnel. Ces avantages placent Hydro-Québec dans une situation exceptionnelle pour écouler son produit sur le marché de

l'énergie. Ce potentiel de rendement supérieur est annihilé par la politique de prix que le gouvernement lui impose. Le coût de la non-réalisation s'approche de 7 G\$, comme nous le verrons au Tableau 7.1. On pourrait donc argumenter que le bénéfice annuel d'Hydro-Québec est amputé de presque 7 G\$ puisqu'il s'agit du montant de revenus qu'elle ne réalise pas à cause de la politique de prix du gouvernement. Autrement dit, cette somme de 7 G\$ représente une subvention que reçoivent chaque année les consommateurs d'électricité du Québec⁷.

Conséquences : l'impact de l'entente des chutes Churchill

Nous allons maintenant nous livrer à un exercice qui va nous permettre de mieux saisir les conséquences pour la société québécoise des résultats financiers actuels d'Hydro-Québec.

7. Pour une analyse plus poussée, voir Marcel Boyer, *Augmentons le prix de l'électricité au Québec – pour le bien-être de tous*, Institut C.D. Howe, 16 mars 2005.

Tableau 7.1
État des résultats pendant la période de transition (pro forma)

Année	Produits d'Hydro-Québec (G\$)	Frais d'exploitation (G\$)	Redevances (G\$)	Autres charges (G\$)	BAIIA (G\$)	Amortissement (G\$)	Frais financiers (G\$)	Bénéfice après impôt (G\$)	Bénéfice par action (G\$)	Valeur de l'action (\$)
2007	12,33	2,55	0,00	2,39	7,39	1,99	2,51	2,88		
Résultats pro forma après la privatisation										
0	12,33	2,55	1,90	1,94	5,95	1,99	2,51	1,07	0,53	9,36
1	13,01	2,47	2,51	1,94	6,09	2,03	2,59	1,08	0,54	9,45
2	13,69	2,40	3,13	1,94	6,23	2,09	2,62	1,13	0,56	9,91
3	14,37	2,32	3,74	1,94	6,37	2,12	2,59	1,23	0,62	10,75
4	15,06	2,25	4,35	1,94	6,52	2,13	2,52	1,38	0,69	11,86
5	15,74	2,17	4,97	1,94	6,66	2,12	2,41	1,58	0,79	13,23
6	16,42	2,10	5,58	1,94	6,80	2,09	2,30	1,79	0,89	14,64
7	17,10	2,02	6,19	1,94	6,95	2,06	2,18	2,00	1,00	16,10
8	17,78	1,95	6,81	1,94	7,09	2,03	2,05	2,22	1,11	17,59
9	18,46	1,87	7,42	1,94	7,23	2,01	1,92	2,44	1,22	19,12
10	19,15	1,80	8,03	1,94	7,38	1,98	1,78	2,67	1,33	20,70

Note : Nous avons réduit la taille initiale du bloc patrimonial de 20 TWh pour tenir compte des ententes de 2002, 2006 et 2008 mentionnées au chapitre 13.

À partir de 2041, Hydro-Québec devra payer le prix du marché pour continuer à compter sur les 31,8 TWh obtenus des chutes Churchill afin de satisfaire les besoins de ses clients. Examinons quel aurait été le bénéfice net d'Hydro-Québec en 2007 si cette entente s'était terminée le 31 décembre 2006. Hydro-Québec aurait dû s'approvisionner sur le marché pour remplacer l'électricité manquante. Il eut été possible de récupérer 17,5 TWh en réduisant les exportations à zéro, contre la perte des ventes à l'exportation. Faisons l'hypothèse qu'elle aurait été en mesure d'importer les 13,8 TWh manquants au prix de 5,6 ¢ le kWh qu'elle a payé en 2007 pour les importations faites dans le cadre de ses opérations de courtage⁸. Voici quel aurait été l'impact sur son bénéfice⁹ :

Bénéfice net en 2007 :	2 882 M\$
Aucune exportation (17,5 TWh) :	-1 485 M\$
Importation de 13,8 TWh à 5,6 ¢ le kWh :	-773 M\$
Aucun paiement pour les 31,8 TWh :	85 M\$
Bénéfice ajusté :	709 M\$

Le bénéfice de 2882 M\$ en 2007 aurait été réduit à 709 M\$. Si on simule la fin de l'entente sur les chutes Churchill en 2007, on peut conclure que le rendement des activités d'Hydro-Québec sur le territoire québécois en 2007 aurait été de 3,6 %¹⁰ en 2007, ce qui est inférieur au coût des emprunts qu'Hydro-Québec a effectués en 2007, lequel a été de 5,4 %.

Même si Hydro-Québec a satisfait aux exigences du ministre des Ressources naturelles en obtenant un rendement sur l'avoir propre qui est largement supérieur au coût de sa dette, nous avons démontré que le bénéfice net pourrait être augmenté de 2,9 à 5,0 G\$ au tarif actuel si les

résultats d'Hydro-Québec se rapprochaient du niveau atteint par les entreprises américaines comparables les plus efficaces. Si Hydro-Québec affiche aujourd'hui un taux de rendement sur l'avoir propre de 14,5 %, elle le doit essentiellement à l'entente sur les chutes Churchill, à son patrimoine hydroélectrique exceptionnel et au fait qu'elle n'a pas à verser d'impôt sur son bénéfice net. Les gouvernements qui se sont succédé au Québec ont accepté que les résultats financiers d'Hydro-Québec soient inférieurs à son potentiel.

Comme le dit le professeur Boyer, « Si on souhaite réaliser tous les bénéfices que la société québécoise peut espérer de sa richesse hydroélectrique, haussons les tarifs au niveau du prix du marché et acceptons de suivre le marché par la suite. De justes prix de l'énergie et de l'électricité, c'est-à-dire des prix établis objectivement en fonction de leur valeur sur le marché, sont des instruments qui encouragent davantage l'innovation technologique et la modification des comportements que les mesures punitives et réglementaires. Ils permettent à l'ensemble des entreprises de s'adapter efficacement, chacune à sa manière selon sa technologie propre et son information à propos des pressions concurrentielles sur les marchés de ses fournisseurs et de ses clients »¹¹.

Comme nous atteindrons le niveau du marché à la fin de la période de transition, les Québécois auront le choix de leur fournisseur d'électricité à compter de ce moment. Dans un tel scénario, Hydro-Québec disposera donc d'une période de dix ans pour améliorer ses résultats et pour faire face à la concurrence. Si elle encourt des dépenses en capital ou des frais d'exploitation plus substantiels que les entreprises qui lui feront concurrence sur le marché québécois après la période de transition, elle devra accepter des marges bénéficiaires beaucoup plus faibles puisqu'elle ne pourra compter sur les hausses de tarifs

8. Il s'agit d'une hypothèse optimiste puisqu'Hydro-Québec Distribution a payé 11,4 ¢ le kWh ses achats d'électricité postpatrimoniale en 2006. Voir Régie de l'énergie, *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009*, D-2008-024, p. 39.

9. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 10, 73 et 74.

10. Nous n'avons pas exclu de l'avoir propre le coût de l'achat de la participation de 34,2 % dans Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited pour moins de 100 M\$.

11. Marcel Boyer, *Hausser les tarifs d'électricité afin de valoriser le potentiel énergétique du Québec*, Institut économique de Montréal, avril 2007, p. 3.

de la période de transition pour absorber ses charges d'exploitation excédentaires ou amortir des dépenses d'immobilisation plus onéreuses que nécessaire. Ce lui sera alors difficile de financer les investissements exigés pour maintenir sa position concurrentielle. Elle perdra ainsi progressivement une part importante du marché québécois de l'énergie.

Un autre scénario serait de hausser les tarifs au niveau du marché tout en conservant la propriété publique d'Hydro-Québec, contrairement à ce que nous allons proposer plus bas. L'analyse du passé nous porte à croire cependant que sans la motivation créée par le rendez-vous avec la privatisation et un mode de réglementation qui encourage une amélioration de l'efficacité de l'entreprise, Hydro-Québec demandera au gouvernement, à la fin de la période de transition, de réduire les redevances pour financer les investissements. Si, inversement, elle sait qu'à la fin de la période de transition, elle devra affronter la concurrence par ses propres moyens, nous sommes d'avis que les résultats seront à la hauteur. L'expérience du Royaume-Uni devrait nous instruire à ce sujet.

Le moment de la privatisation

Dans un article publié dans *La Presse* le 2 juin dernier¹², nous avons proposé une privatisation d'Hydro-Québec après une augmentation des tarifs d'électricité au niveau du marché environnant. L'importance du rattrapage nous obligeait à échelonner la hausse des tarifs sur une période de dix ans et il fallait attendre la fin de cette période avant de privatiser Hydro-Québec. Si on privatise avant la fin de la transition, on ne bénéficie pas de la pleine valeur de l'actif. Mais en attendant dix ans, on augmente les risques puisqu'il est impossible de prévoir l'évolution de l'économie et des marchés financiers sur un laps de temps aussi long. Voyons s'il existe une autre avenue.

Dans la mesure où on accepte notre proposition du chapitre précédent sur les redevances, on peut envisager une privatisation rapide d'Hydro-Québec. Une privatisation plus rapide comporte de nombreux avantages tout en réduisant les risques inhérents à une attente prolongée.

La privatisation ne doit pas se faire aux dépens des intérêts supérieurs du Québec. Il est donc nécessaire que la hausse de tarif requise pour rendre celui-ci comparable au marché profite à la société québécoise plutôt qu'aux actionnaires éventuels d'Hydro-Québec. On peut laisser augmenter les tarifs au prix du marché après la privatisation si on récupère, par des redevances appropriées, une proportion importante des revenus additionnels que procurera la hausse de tarif.

Une valeur plus faible d'Hydro-Québec au moment de la privatisation réduit considérablement le risque du premier appel public à l'épargne. Si on doit obtenir une somme de 130 G\$ comme nous l'avions estimé en juin 2007, il faudra nécessairement s'y prendre à plusieurs reprises pour obtenir une somme aussi considérable, et ce, même si une partie des capitaux obtenus prenait la forme de dette plutôt que de capital-actions. Il ne faut pas perdre de vue que le plus important appel public à l'épargne aux États-Unis a été de 17 G\$US¹³.

Comme une hausse de tarifs n'est jamais populaire, il sera moins difficile à une entreprise privée d'augmenter ses tarifs que ce ne serait le cas pour une société d'État. Les hausses de tarifs seront plus mal perçues si l'opinion publique juge que les bénéfices de la société sont démesurés. Or, une société privée qui paie des redevances élevées fera des bénéfices beaucoup moins importants, toutes choses étant égales par ailleurs, qu'une société d'État qui hausse ses tarifs pour se préparer à la privatisation.

12. Claude Garcia, « Un Québec sans dette », *La Presse*, 2 juin 2007, p. Plus 7.

13. Boyd Erman, « Visa's IPO taps into the world's love of plastic », *Globe and Mail*, 28 février 2008, p. B1.

En privatisant avant de hausser les tarifs on obtient, comme on le verra plus loin, une somme d'argent beaucoup moins considérable de la vente d'Hydro-Québec. Cette somme ne permettra pas d'effacer la dette du Québec comme nous l'avions proposé l'an dernier. Certains commentateurs s'étaient inquiétés de cette proposition, car rien ne garantissait, selon eux, que les gouvernements futurs n'endetteraient pas le Québec de nouveau¹⁴. Le gouvernement se retrouverait alors avec une dette importante tout en n'étant plus propriétaire d'Hydro-Québec. Selon le scénario que nous proposons maintenant, le gouvernement du Québec sera toujours endetté et recevra les redevances prévues tant et aussi longtemps que l'on produira de l'électricité. Ces redevances, comme nous le verrons plus loin, augmenteront progressivement pour dépasser, à la fin de la période de transition, le montant actuel du service de la dette du gouvernement.

Certains commentateurs prétendent que la privatisation équivaut à « tuer notre poule aux oeufs d'or »¹⁵. Il n'est pas nécessaire qu'il en soit ainsi, comme nous le montre l'exemple de l'Alberta. Le gouvernement de cette province a annoncé en octobre 2007 une révision de sa politique de redevances. Leur taux suivra dorénavant le cours du pétrole ou du gaz naturel : plus le prix de ces matières premières augmentera, plus élevé sera le taux des redevances. En d'autres termes, le gouvernement de l'Alberta ne se prononce pas sur l'évolution du prix de ses ressources. Par contre, il souhaite en faire profiter davantage ses résidents si le cours de l'énergie continue sa course ascendante¹⁶. Comme nous le verrons plus loin, les faibles coûts de production d'Hydro-Québec pour le bloc patrimonial permettront à la société québécoise d'obtenir des redevances importantes sans nuire à la capacité concurrentielle d'Hydro-Québec après la privatisation.

On s'était également opposé à notre proposition en argumentant qu'Hydro-Québec, une fois privatisée, devrait payer une proportion importante de ses impôts au gouvernement fédéral. Comme les redevances sont déductibles du revenu imposable, le bénéfice avant impôt sera réduit d'autant et les impôts payables diminueront dans la même proportion. Cette approche est similaire au régime de redevances en vigueur en Alberta.

Nous traiterons plus en détail au Chapitre 13 des ententes à long terme avec les alumineries. Une Hydro-Québec privatisée respectera chacun de ces contrats jusqu'à l'échéance, mais n'aura pas à verser de redevances sur toute l'électricité vendue à tarif préférentiel aux alumineries. À l'échéance des contrats, Hydro-Québec pourra vendre cette électricité au prix du marché et payer les redevances appropriées à compter du même moment.

La valeur d'Hydro-Québec

Nous allons maintenant évaluer la capitalisation boursière probable d'Hydro-Québec au moment de la privatisation. Cette valeur va dépendre essentiellement des bénéfices d'Hydro-Québec et des perspectives de croissance de ces bénéfices au fil du temps. À la suite de la hausse de productivité attendue et de l'augmentation progressive proposée des tarifs, les bénéfices d'Hydro-Québec vont plus que doubler sur une base pro forma au cours de la période de transition selon le Tableau 7.1, malgré une hausse substantielle des redevances. Le bénéfice pro forma passera de 1,07 G\$ avant la privatisation à 2,67 G\$ à la fin de la période de transition. Le lecteur notera que les données du Tableau 7.1 reposent sur les hypothèses suivantes : l'état des résultats d'Hydro-Québec pour l'année 2007 a servi de base à la préparation de cet état des résultats pro forma; le bloc patrimonial, amputé de 20 TWh pour tenir compte de l'électricité réservée aux alumineries en vertu d'ententes à long terme, serait réduit de 14,5 TWh chaque année lors de la période de transition; Hydro-

14. Voir Yvan Allaire, « Privatiser Hydro-Québec? », *Le Devoir*, 10 septembre 2007, p. 7.

15. Gabriel Sainte-Marie, « Vendre Hydro-Québec, c'est tuer notre poule aux oeufs d'or », *Le Devoir*, 4 septembre 2007, p. 7.

16. Gouvernement de l'Alberta, *The New Royalty Framework*, 25 octobre 2007, p. 2 et 3.

Québec réduirait ses frais d'exploitation de 0,75 G\$ pendant la période de transition, à raison d'une réduction de 75 M\$ par année (même si nous estimons à 1 G\$ les frais d'exploitation excédentaires d'Hydro-Québec, nous souhaitons faire preuve de prudence dans nos prédictions à cet égard); les investissements de la division Production pourraient passer de 1,8 G\$ par année avant la privatisation à 0 à raison d'une réduction de 450 M\$ par année pendant quatre ans pour permettre de mener à bien les projets en cours; une meilleure gestion permettrait une réduction des autres investissements de 12,5 % la première année de la période de transition et de 25 % par la suite; Hydro-Québec verserait la moitié de son bénéfice net en dividendes à ses actionnaires; dans la mesure où les flux financiers excéderaient les montants requis pour financer les investissements et payer les dividendes prévus, Hydro-Québec les utiliserait pour réduire sa dette selon les modalités discutées au Chapitre 11; le taux d'impôt sur les bénéfices serait de 26,1 %, à raison de 15 % pour le gouvernement fédéral (taux déjà annoncé pour l'année 2012) et de 11,1 % pour le gouvernement du Québec.

Afin de déterminer une valeur estimée d'Hydro-Québec, nous comparerons ses résultats, selon les hypothèses qui précèdent, à celle des dix entreprises américaines de production et de

distribution d'électricité dont nous avons parlé plus haut. Examinons tout d'abord leurs perspectives respectives de croissance des bénéfices.

Les perspectives de croissance des bénéfices

Nous avons regroupé au Tableau 7.2, pour les dix entreprises qui composent notre groupe-témoin et Hydro-Québec, le tarif moyen résidentiel, le tarif moyen pour l'ensemble des clients de ces entreprises ou les deux selon la disponibilité des données. Comme l'indique ce tableau, cinq des neuf entreprises qui publient leur tarif moyen pour tous leurs clients facturent déjà au moins 3 ¢ de plus que le tarif actuel au Québec¹⁷. Nous connaissons le tarif résidentiel moyen de sept entreprises du groupe-témoin; pour six d'entre elles, l'écart entre le tarif moyen québécois et leur tarif moyen est de 2,3 ¢ ou plus. Seule une entreprise, American Electric Power, affiche des tarifs qui se rapprochent des tarifs québécois actuels. Cette dernière devra vraisemblablement hausser ses tarifs puisqu'elle a été

17. Le tarif de 6,0 ¢ utilisé pour Hydro-Québec est le tarif moyen pour l'ensemble de ses clients québécois.

Tableau 7.2
Tarif moyen d'électricité en 2007

	Tarif moyen par kWh (¢)	Tarif résidentiel par kWh (¢)	Ratio résidentiel moyen
American Electric Power	6,4	8,1	1,27
Consolidated Edison	19,5	20,8	1,07
Entergy	8,4	9,7	1,15
Exelon	10,8	11,9	1,10
FirstEnergy	9,5	n.d.	n.d.
FPL	10,7	n.d.	n.d.
PG&E	12,8	14,9	1,16
PPL	9,0	n.d.	n.d.
Southern Company	7,7	9,5	1,23
Xcel Energy	7,3	9,2	1,25
Hydro-Québec	6,0	6,9	1,15

Source : American Electric Power, Formulaire 10-K 2007, p. 4 et 10; Consolidated Edison, Formulaire 10-K 2007, p. 14 et 16; Entergy, *Annual Report 2007*, p. 27; Exelon, Formulaire 10-K 2007, p. 105 et 111; FirstEnergy, *Financial Report 2007*, p. 112; FPL, *Annual Report 2007*, p. 2 et Formulaire 10-K 2007, p. 55; PG&E, Formulaire 10-K 2007, p. 21 et 22; PPL, Formulaire 10-K 2007, p. 28; Southern Company, *Annual Report 2007*, p. 91; Xcel Energy, Formulaire 10-K 2007, p. 24; Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 101.

forcée, il y a quelques mois, de consentir un investissement d'au moins 4,6 milliards \$US pour réduire ses émissions de polluants atmosphériques¹⁸.

En 2007, Hydro-Québec a vendu 17,5 TWh d'électricité sur les marchés extérieurs à un prix moyen de 8,5 ¢¹⁹. Le prix obtenu sur le marché américain, qui exclut les coûts de distribution qui sont de près de 4 ¢ le kWh, se compare très avantageusement au tarif moyen des entreprises américaines du groupe-témoin. Cela ne doit pas nous surprendre, car les prix dans le territoire géographique voisin du Québec dépassent les prix des entreprises du groupe-témoin. Comme nous l'avons souligné plus haut, le tarif résidentiel moyen à Toronto est déjà de 11,4 ¢ tandis qu'il est de 22 ¢ et 23 ¢ à Boston et à New York respectivement.

Dans les états financiers pro forma du Tableau 7.1, les bénéfices annuels d'Hydro-Québec passent de 1,07 G\$ avant la privatisation à 2,67 G\$ dix ans plus tard. Moins du tiers de la hausse du bénéfice provient de la hausse de tarifs; les gains de productivité et la baisse des frais financiers générée par la diminution de la dette

expliquent plus des deux tiers de la hausse du bénéfice net. Toujours sur une base pro forma, le rythme annuel de croissance des bénéfices excède 9 %, ce qui se compare avantageusement au rythme de croissance attendu par les marchés financiers pour les entreprises du groupe-témoin.

Notre analyse suggère que le scénario proposé est possible. Les marchés financiers escomptent des hausses de produits et de bénéfices pour les entreprises du groupe-témoin même si les tarifs qu'elles pratiquent sont déjà supérieurs à ceux d'Hydro-Québec. La hausse de tarifs annoncée pour Hydro-Québec laisse une marge suffisante pour absorber les redevances exigées sans nuire à la capacité concurrentielle d'Hydro-Québec sur le marché des capitaux, dans la mesure évidemment où elle aura atteint le même niveau d'efficacité opérationnelle que les entreprises concurrentes.

Certains ont suggéré de calculer la valeur de l'entreprise à partir du bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement (BAIIA) afin de minimiser l'impact de la structure de capital sur la valeur de l'entreprise²⁰. Nous retenons cette méthode, car elle est plus appropriée pour le

18. Devlin Barrett, « U.S. touts biggest pollution settlement », *Globe and Mail*, 10 octobre 2007, p. B15.

19. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 10.

20. Yvan Allaire, « Combien vaudrait Hydro-Québec, société privée? », *Les Affaires*, 4 août 2007, p. 13.

Tableau 7.3
Ratios financiers des entreprises-témoin

Nom de l'entreprise	Valeur d'entreprise/ BAIIA	Taux de couverture des intérêts	Ratio dette/ avoir propre
American Electric Power	7,6	3,01	1,55
Consolidated Edison	7,8	3,63	1,00
Energys	9,7	3,49	1,36
Exelon	11,1	5,91	1,35
Firstenergy	9,6	3,83	1,31
FPL Group	10,1	3,20	1,28
PG&E	5,9	3,03	1,24
PPL	10,4	3,75	1,38
Southern Company	9,3	3,90	1,14
Xcel Energy	7,2	2,65	1,26
Moyenne	8,9	3,64	1,29

Source : <http://golddb.globeinvestor.com> et <http://finance.yahoo.com> le 26 juillet 2008.

scénario que nous avons proposé, lequel prévoit une réduction importante de la dette d'Hydro-Québec au cours de la période de transition. Nous avons regroupé au Tableau 7.3 le ratio valeur d'entreprise/BAIIA pour les mêmes dix entreprises. Si on utilise le ratio moyen de 8,9, on obtient, pour Hydro-Québec, une valeur d'environ 52,9 G\$, c'est-à-dire 8,9 fois le BAIIA pro forma de 5,95 G\$ (voir le Tableau 7.1). Une fois soustraite la dette de 34,2 G\$, la valeur obtenue est donc de 18,7 G\$.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé le rendement historique d'Hydro-Québec sur le capital investi. Nous avons constaté que les gouvernements ont accepté des rendements inférieurs à ce qu'ils auraient dû normalement recevoir.

Depuis les années 1990, le monde de la production et de la distribution de l'énergie a été libéralisé en Amérique du Nord. Notre richesse hydraulique peut servir de levier économique si on change la façon de l'exploiter. Pour ce faire, il s'agit de résorber le bloc patrimonial sur une période de transition de dix ans et de resserrer la gestion d'Hydro-Québec afin de la rendre apte à faire face à la concurrence dans un marché ouvert.

En 2007, nous préconisons, dans un texte d'opinion, une privatisation d'Hydro-Québec à la fin de la période de transition. Nous proposons ici une privatisation plus hâtive avec un appel public à l'épargne moins important. La valeur d'Hydro-Québec s'exprime différemment, puisque nous proposons des redevances au gouvernement qui sont de nature à couvrir le service de la dette. Nonobstant la hausse de tarif échelonnée sur dix ans, dont la plus grande partie retournerait au gouvernement du Québec sous forme de redevances, le modèle que nous suggérons permet un rythme d'augmentation des bénéfices de 9 % annuellement pendant les dix prochaines années. Cela permet de comparer Hydro-Québec avantageusement avec les entreprises-témoin et de présager un potentiel de croissance enviable.

Chapitre 8

L'appel public à l'épargne

Au Chapitre 7, nous avons estimé à 18,7 G\$ la valeur probable de l'avoir propre d'Hydro-Québec. Pour permettre la privatisation, cet avoir propre sera divisé en deux milliards d'actions ordinaires. Il est peu probable que l'on puisse, dans un premier appel public à l'épargne, obtenir une somme aussi considérable puisque ce serait l'appel public à l'épargne le plus important de l'histoire en Amérique du Nord. Il est plus vraisemblable qu'il faille procéder par étapes. Le gouvernement conservera les actions qui ne feront pas l'objet du premier appel public à l'épargne. Comme le nombre d'actions qui restera entre les mains du gouvernement sera probablement assez élevé, nous proposons que ces actions soient sans droit de vote tant et aussi longtemps qu'elles demeureront propriété publique. On respectera ainsi le principe de non-ingérence dans la réalisation des objectifs d'affaires, essentiel à la réussite du modèle proposé. En agissant ainsi, le gouvernement obtiendra une valeur plus grande pour les actions d'Hydro-Québec dont il disposera dans ce premier appel public à l'épargne. Le gouvernement bénéficiera, comme les autres actionnaires, de la plus-value future des actions d'Hydro-Québec et recevra les mêmes dividendes sur ses actions sans droit de vote.

Le syndicat financier qui serait chargé d'écouler les actions d'Hydro-Québec auprès du public et des investisseurs institutionnels pourra s'inspirer de l'expérience acquise lors de la démutualisation de multiples institutions financières au cours des dernières années¹.

1. Voir l'Annexe 2 pour une courte description de l'expérience de démutualisation de la Standard Life.

Comme les Québécois sont déjà propriétaires d'Hydro-Québec par l'entremise de leur gouvernement, nous proposons que chacun des 2,8 millions de clients résidentiels² reçoive 110 actions ordinaires avec droit de vote gratuitement selon des modalités que nous précisons au Chapitre 9. Personne ne pourra recevoir plus de 110 actions même s'il est un client multiple d'Hydro-Québec. Seuls les clients, le jour du dépôt du projet de loi visant la privatisation Hydro-Québec, pourront recevoir ces actions gratuites. Selon ce scénario, les clients recevront 308 millions d'actions gratuites. Les 1692 millions d'actions restantes seront partagées en actions avec droit de vote qui feront l'objet de l'appel public à l'épargne et en actions sans droit de vote qui demeureront temporairement la propriété du gouvernement³.

Les mesures d'encouragement à la propriété

La fierté bien légitime des Québécois pour Hydro-Québec mérite d'être soutenue lors du premier appel public à l'épargne. Nous proposons donc des mesures pour encourager les Québécois à souscrire au capital-actions d'Hydro-Québec et pour les inviter à conserver à long terme les actions acquises.

Le premier appel public à l'épargne d'Hydro-Québec sera précédé d'une campagne publicitaire pour inviter les Québécois à souscrire au capital-actions. Pour inciter les Québécois à acheter et à conserver des actions d'Hydro-Québec, on pourrait leur octroyer, jusqu'à concurrence d'un achat maximum de 5000 actions, une action gratuite additionnelle par tranche de 100 actions détenues pour chaque année de détention complète après

2. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23. Le nombre d'abonnements domestiques et agricoles est plus élevé, à 3 554 000. Voir Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 23 et 101.

3. Si une institution publique comme la Caisse de dépôt et placement du Québec ou comme la caisse de retraite d'une université québécoise souhaitait acquérir des actions dans le cadre de ce premier appel public à l'épargne, ces actions comporteraient un droit de vote.

l'inscription des actions d'Hydro-Québec à la Bourse. Cet octroi serait répété pendant cinq ans⁴.

Essayons maintenant de déterminer le nombre d'actions que les Québécois accepteraient d'acheter. Selon le Tableau 8.1, plus d'un million de Québécois ont déclaré un revenu de 50 000 \$ ou plus en 2005. Trente pour cent de ces contribuables ont déclaré recevoir un revenu de dividendes imposable qui a totalisé 4,2 G\$. Ces revenus proviennent exclusivement de sources canadiennes puisque les dividendes d'entreprises étrangères sont inscrits dans une rubrique différente sur la déclaration de revenus. Comme le montant imposable des dividendes de sources canadiennes est de 25 % plus élevé que le montant réellement reçu, le montant effectivement reçu en dividendes est de 3,4 G\$. Hydro-Québec, avec sa capitalisation boursière de 18,7 G\$, représenterait environ 1,3 % de la capitalisation boursière de la Bourse de Toronto⁵; il n'est donc pas irréaliste de penser que le poids des actions d'Hydro-Québec puisse représenter jusqu'à 1,3 % du portefeuille des Québécois. À raison d'un

dividende de 26 ¢ par action, il faudrait que les Québécois achètent 210 millions d'actions pour atteindre ce poids⁶. Ces actions seront détenues directement par les citoyens du Québec ou par l'entremise de fonds de placement auxquels ils auront souscrit.

Quel sera le nombre d'actions entre les mains des Québécois le jour de la privatisation? Disons tout d'abord qu'on peut s'attendre à ce qu'un certain nombre de bénéficiaires d'actions gratuites désirent recevoir, au moment de l'inscription d'Hydro-Québec en Bourse, une somme en argent équivalente en valeur plutôt que les 110 actions ordinaires qui leur sont octroyées. Nous estimons qu'environ 40 % des bénéficiaires agiront ainsi⁷. Des 308 millions d'actions offertes gratuitement aux clients résidentiels d'Hydro-Québec, on peut prévoir qu'environ 123 millions d'actions devront être échangées pour des espèces liquides le jour de la privatisation. On obtiendra les sommes nécessaires pour payer ces 123 millions d'actions à même les sommes obtenues auprès des institutions financières et des non-résidents du Québec qui souscriront des actions en même temps. Si on fait l'hypothèse que l'on aura émis 600 millions

4. Il sera probablement nécessaire de créer une classe différente pour les actions qui seront données ou vendues aux résidents du Québec dans le cadre de cette privatisation pour respecter les exigences des lois sur les valeurs mobilières. Les détenteurs des actions de cette classe jouiront des mêmes droits de vote que ceux qui détiendront les actions ordinaires réservées aux institutions ou aux personnes qui ne résident pas au Québec.
5. Calcul de l'auteur à partir de TSX eReview, *Monthly Summary*, septembre 2007, p. 21.

6. Le rendement de 2,8 % proposé sur les actions d'Hydro-Québec est supérieur au rendement en dividendes observé sur les titres inscrits à la Bourse de Toronto.
7. Lors de la démutualisation de la Standard Life, 30 % ont choisi un paiement en argent plutôt que des actions.

Tableau 8.1
Montant des dividendes imposables pour les Québécois qui ont déclaré un revenu de 50 000 \$ ou plus en 2005

Revenu total déclaré	Nombre de déclarations	Nombre de déclarations incluant des dividendes	Montant imposable des dividendes (M\$)	Montant moyen déclaré en dividendes (\$)
50 000 \$ à 100 000 \$	846 150	215 460	1 183	5 491
100 000 \$ à 150 000 \$	101 660	45 080	599	13 281
150 000 \$ à 250 000 \$	41 460	23 710	571	24 078
250 000 \$ et plus	23 310	16 790	1 849	110122
Total	1 012 580	301 040	4 202	

Source : Agence du revenu du Canada, Statistiques fiscales pour l'année 2005.

d'actions le jour de l'appel à l'épargne initial, la propriété d'Hydro-Québec le jour de la privatisation se répartira ainsi :

Actions sans droit de vote détenues par le gouvernement :	1 400 millions
Actions détenues par des résidents du Québec :	395 millions
Actions détenues par des institutions et des non-résidents :	205 millions
Total :	2 000 millions

Les deux mesures proposées plus haut signifient qu'environ 409 millions d'actions d'Hydro-Québec seront entre les mains des Québécois lorsque le gouvernement aura disposé de toutes ses actions⁸. Comme il y aura 2 milliards d'actions émises lorsque le gouvernement aura disposé de toutes ses actions sans droit de vote, les Québécois posséderont un peu plus de 20 % d'Hydro-Québec directement ou par l'entremise de leurs fonds de placement. À cela, il faut ajouter toutes les actions qui seront détenues par les institutions et caisses de retraite québécoises. En plus d'avoir assuré le maintien du siège social d'Hydro-Québec à Montréal, comme nous le verrons plus loin, les Québécois détiendront, directement et par leurs institutions, une part importante du capital-actions d'Hydro-Québec.

Le rôle des marchés financiers

Il n'y a que cinq entreprises de production et de distribution d'électricité inscrites à la Bourse de Toronto et dont la capitalisation boursière excède 2 G\$. La plus importante de ces sociétés a une capitalisation boursière de près de 7 G\$⁹. Ces entreprises comptent comme clients la totalité ou

la très grande majorité des consommateurs d'électricité de l'Alberta, de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador¹⁰. Toutes ces entreprises sont évidemment beaucoup plus petites qu'Hydro-Québec. Dans toutes les autres provinces, la production et la distribution d'électricité sont généralement la responsabilité de sociétés contrôlées par les gouvernements des provinces et le rôle du secteur privé est limité, mais croissant.

La situation est fort différente aux États-Unis. Il y a des dizaines d'entreprises de ce genre inscrites à la Bourse de New York. Douze de ces sociétés ont une capitalisation boursière supérieure à 20 milliards \$US¹¹. Les deux plus importantes sont une société italienne dont la capitalisation boursière excède 75 milliards \$US et une société américaine qui a une capitalisation boursière de 57 milliards \$US¹².

Cela signifie que les grands investisseurs institutionnels canadiens qui désirent investir dans les entreprises de production et de distribution d'électricité disposent de beaucoup plus d'occasions d'investissement à l'extérieur du Canada. Prenons l'exemple de la Caisse de dépôt et placement du Québec. Celle-ci détenait des actions dans une seule des cinq entreprises canadiennes de production et de distribution d'électricité dont nous avons parlé plus haut, pour une valeur marchande de 11 M\$ au 31 décembre 2006. Par contre, elle détenait à la même date des actions de chacune des douze plus importantes sociétés inscrites à la Bourse de New York, pour une valeur totale de 233 M\$¹³.

8. Nous avons ajouté 14 millions d'actions pour tenir compte des actions qui seront données à ceux qui les conserveront cinq ans. Le lecteur notera que cet octroi d'actions gratuites est réservé aux résidents du Québec pour les actions qu'ils détiendront personnellement.

9. Données tirées du site *GlobeInvestorGold* en date du 7 décembre 2007.

10. Compilation faite par l'auteur à partir des sites Web de Transalta, Canadian Utilities, Epcor, Fortis et Nova Scotia Power.

11. Nous avons inclus une société (TXU) dans ce groupe même si elle a été privatisée au cours de l'année 2007. Sa capitalisation boursière dépassait largement 20 milliards \$US au moment de la privatisation.

12. Données tirées du site *GlobeInvestorGold* en date du 7 décembre 2007.

13. Caisse de dépôt et placement du Québec, *Rapport annuel 2006*, p. 74 à 163.

Le contrôle d'Hydro-Québec

Les Québécois éprouvent beaucoup de fierté envers Hydro-Québec, qu'ils considèrent comme l'une des plus grandes réussites de la Révolution tranquille. La privatisation d'Hydro-Québec doit donc s'accompagner de dispositions pour éviter que le contrôle de cette société échappe aux Québécois. Pour garantir que le siège social demeure à Montréal, nous proposons que cela soit inscrit dans la loi qui assurera la privatisation d'Hydro-Québec. Nous proposons également qu'aucun actionnaire ne puisse détenir plus de 10 % des actions ordinaires d'Hydro-Québec. C'est une disposition qui s'applique déjà aux banques et aux grandes compagnies d'assurance vie canadiennes. Nous notons également que le Parlement fédéral a inscrit des dispositions analogues dans la loi qui a permis la privatisation du Canadien National (CN) au début des années 1990.

Cette façon de faire assure à la société québécoise une prise sur l'avenir d'Hydro-Québec, tout en favorisant le jeu des règles de la concurrence et en garantissant qu'il ne pourra y avoir une mainmise de la part de financiers.

Chapitre 9

La protection du consommateur québécois d'électricité

Une hausse des tarifs d'électricité au prix du marché produirait une importante modification des comportements des consommateurs. Les individus et les entreprises adopteraient davantage de mesures de conservation d'énergie afin de réduire le rythme d'augmentation du montant de leur facture d'électricité. Il y aurait aussi un déplacement important de la demande en énergie vers d'autres sources telles que le gaz naturel et la géothermie. Nous reviendrons sur cette question plus loin.

L'indemnisation des clients

Comme la privatisation d'Hydro-Québec que nous proposons est de nature à favoriser l'amélioration des finances publiques, l'ensemble des contribuables pourrait bénéficier des redevances qui seront versées au gouvernement, si elles sont utilisées judicieusement. Ces redevances permettraient au Québec de bénéficier d'un environnement fiscal des plus concurrentiels en Amérique du Nord. Comme les clients résidentiels d'Hydro-Québec feront les frais de cette amélioration des finances publiques du Québec en déboursant davantage pour leur électricité, il est souhaitable de les indemniser.

Examinons l'impact de la hausse de tarifs proposée chez un consommateur qui n'utilise pas l'électricité pour le chauffage de sa résidence. Dans un tel cas, la consommation moyenne d'électricité est de 10 600 kWh par année¹. Nous faisons évidemment l'hypothèse que le tarif du marché résidentiel aura augmenté de 6,7 à 11,4 ¢

1. Hydro-Québec Distribution, *Demande du distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009*, Demande R-3644-2007, HQD-12, Document 3, p. 19.

Tableau 9.1
Impact de la hausse de tarif et du dividende sur le client à faible revenu

Année	Tarif résidentiel moyen (¢/kWh)	Hausse de tarif pour 10 600 kWh par année (\$)	Dividende versé à un client actionnaire (\$)	Valeur probable des actions du client (\$)
0	6,70			
1	7,17	49,82	29,80	1 040
2	7,64	99,64	31,63	1 102
3	8,11	149,46	35,22	1 207
4	8,58	199,28	40,33	1 344
5	9,05	249,10	46,86	1 513
6	9,52	298,92	54,10	1 691
7	9,99	348,74	60,60	1 859
8	10,46	398,56	67,20	2 032
9	10,93	448,38	73,92	2 209
10	11,40	498,20	80,75	2 391
Total		2 740	520	

Note : Nous avons ajouté 1,1 action gratuite à compter de la deuxième année jusqu'à la sixième année inclusivement.

le kWh à la fin de la période de transition, soit le niveau qui prévaut aujourd'hui à Toronto. Ce consommateur verra son compte d'électricité augmenter de 4,15 \$ par mois chaque année pendant les dix années de la période de transition, dans la mesure évidemment où il ne prendra aucune mesure pour économiser l'énergie. Nous proposons un mécanisme de compensation qui s'inspire d'une technique utilisée lors de la démultualisation de certaines institutions financières.

Au moment de la privatisation, ce client recevra gratuitement 110 actions d'une valeur de 9,36 \$ chacune afin de le compenser pour cette hausse de tarif. Ces actions lui donneront le droit de recevoir les dividendes versés par Hydro-Québec à compter de sa privatisation. Nous faisons également l'hypothèse qu'Hydro-Québec continuera sa politique actuelle de verser la moitié de son bénéfice annuel en dividendes². Comme l'indique le Tableau 9.1, chaque client qui aura conservé ses actions recevra 29,80 \$ en

dividendes au cours de l'année qui suit la privatisation. Cette somme augmentera progressivement chaque année puisque l'amélioration des résultats financiers et les hausses de tarifs successives feront augmenter les bénéfices d'Hydro-Québec comme nous le verrons plus loin. Le dividende atteindra 80,75 \$ la dixième année. Comme l'indique le Tableau 9.1, ce consommateur aura versé 2740 \$ en plus à Hydro-Québec à cause de la hausse de tarif, mais il aura reçu 520 \$ en dividendes au cours de la période de transition. Les actions prendront vraisemblablement de la valeur puisque le bénéfice par action sera passé de 0,53 \$ à 1,33 \$. Les 110 actions reçues au moment de la privatisation plus les actions additionnelles reçues auront donc une valeur probable de 2391 \$ à la fin de la période de transition, ce qui, ajouté aux dividendes reçus de 520 \$, donne une somme de 2911 \$; si le consommateur ne paie pas d'impôt, le montant reçu le compense entièrement pour la hausse de tarif au cours de cette période.

Comme les dividendes sont imposables toutefois, le consommateur qui paie de l'impôt sur le revenu ne sera pas entièrement indemnisé pour la hausse de tarif puisqu'il devra payer de l'impôt sur toutes les sommes reçues. Comme l'indique le Tableau 9.2, le contribuable qui a un revenu de 50 000 \$ verra son dividende de la dixième année de 80,75 \$ réduit à 68,31 \$ et la

2. Dans le discours du budget du 13 mars 2008, la ministre des Finances du Québec a annoncé la décision du gouvernement de demander à Hydro-Québec de hausser à 75 % de ses bénéfices le montant de son dividende actuel. Nous avons quand même retenu l'hypothèse qu'Hydro-Québec verserait 50 % de ses bénéfices en dividendes advenant la privatisation. Les redevances proposées seront plus élevées que les dividendes versés au gouvernement à l'heure actuelle.

Tableau 9.2
Impact de l'impôt sur les dividendes et à la vente des actions

Revenu imposable	Dividende de la dixième année (après impôt)	Dividendes de toute la période de transition (après impôt)	Somme obtenue à la vente des actions à la fin de la transition (après impôt)
0 \$	80,75 \$	520 \$	2 391 \$
25 000 \$	79,83 \$	514 \$	2 020 \$
50 000 \$	68,31 \$	440 \$	1 889 \$
75 000 \$	59,71 \$	385 \$	1 793 \$
125 000 \$	56,78 \$	366 \$	1 757 \$

Note : Nous avons fait l'hypothèse que les autres revenus proviennent exclusivement du travail et que les dividendes versés seront des dividendes déterminés au sens des lois fiscales. Les calculs ignorent toutes les déductions et tous les crédits d'impôt, à l'exception des crédits pour dividendes déterminés. Les actions seront imposables seulement lorsque le contribuable décidera de les vendre. Le montant reçu sera imposable en entier à titre de gain en capital puisque le coût en capital des actions est nul.

valeur de l'ensemble des dividendes reçus pendant la période de transition sera réduite de 520 à 440 \$. S'il vend ses actions à la fin de la période de transition, la somme de 2391 \$ reçue sera réduite à 1889 \$ par l'impôt sur les gains en capital. Ce contribuable aura vu sa facture d'électricité augmentée de 2740 \$ s'il n'a pas modifié ses habitudes de consommation d'électricité; il aura reçu un montant de 2329 \$ en indemnisation une fois les impôts acquittés.

Si un contribuable a un revenu imposable de 125 000 \$, il paiera toujours 2740 \$ à titre d'augmentation de sa consommation d'électricité. S'il vend ses actions à la fin de la période de transition, il aura reçu 2123 \$ après avoir payé ses impôts.

Il y a évidemment plusieurs facteurs incertains à la base de ces projections. Le prix du marché de l'électricité pourrait diminuer au cours de la période de transition ou encore augmenter à un niveau encore plus élevé. Si le prix du marché est inférieur à 11,4 ¢ le kWh à la fin de la période de transition, les bénéficiaires d'Hydro-Québec seront plus bas et le cours des actions en souffrira. Par contre, les clients verront leur facture d'électricité s'accroître moins rapidement et ceux qui auront conservé leurs actions recevront vraisemblablement des dividendes moins élevés que prévu. Si le prix de l'électricité augmente plus vite qu'anticipé pendant la période de transition, les consommateurs auront à déboursier davantage pour leur électricité, mais

Tableau 9.3
Consommation moyenne par usage pour l'ensemble des ménages en 2007

Usages	Consommation annuelle			Facture annuelle		
	Électricité kWh/an	Gaz naturel (haute efficacité)		Électricité kWh/an	Gaz naturel (haute efficacité)	
		kWh/an	m ³ /an		kWh/an	m ³ /an
Électroménagers						
-Cuisinière	794	Gaz	104	53,97 \$	64,82 \$	64,82 \$
-Sécheuse	900	Gaz	93	61,17 \$	57,96 \$	57,96 \$
-Autres	3 020	3 020		205,26 \$	205,26 \$	205,26 \$
Éclairage	966	966		65,66 \$	65,66 \$	65,66 \$
Climatisation	155	155		10,53 \$	10,53 \$	10,53 \$
Autres	1 340	1 340		91,08 \$	91,08 \$	91,08 \$
Sous-total	7 175	5 481	197	487,66 \$	372,53 \$	495,31 \$
Eau chaude	3 447	Gaz	486	234,28 \$	302,67 \$	302,67 \$
Chauffage	7 112	Gaz	712	483,38 \$	443,87 \$	443,87 \$
Total	17 734	5 481	1 395	1 205,33 \$		1 241,85 \$

Hypothèses :

Rendement énergétique	Gaz	Électrique
-Chauffage	92 %	97 %
-Eau chaude sanitaire	60 %	89 %

-Le prix de l'électricité utilisé est de 6,80 ¢/kWh, selon les prix en vigueur à compter du 1^{er} avril 2007.

Ce prix est estimé à partir de la consommation annuelle du ménage.

-Pour le gaz naturel, les prix utilisés sont basés sur les tarifs en vigueur en septembre 2007, soit 62,33 ¢/m³.

Source : Hydro-Québec, *Demande du distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009*, Demande R-3644-2007, HDQ-12, Document 3, p. 19; correspondance entre Gaz Métro et l'auteur.

ils recevront des dividendes plus élevés et leurs actions auront vraisemblablement une plus grande valeur à la fin de la période de transition.

Les économies d'énergie

Les consommateurs pourront toutefois réduire de façon importante leur consommation d'électricité pour faire des économies. Au tarif en vigueur en 2008, le chauffage au gaz d'une résidence dotée d'une installation à haute efficacité coûte un peu moins que le chauffage à l'électricité. Selon le Tableau 9.3, le ménage moyen consomme 7100 kWh par année pour le chauffage de sa résidence. Il aura intérêt à modifier le système de chauffage de celle-ci, car ce changement lui permettra d'économiser environ 350 \$ par année à la fin de la période de transition³.

Le ménage qui utilise déjà le gaz naturel pour le chauffage pourra également employer cette source d'énergie à d'autres fins. Il pourra remplacer sa cuisinière et sa sècheuse électriques par des appareils au gaz à haute efficacité puisque les coûts de fonctionnement de ces appareils au gaz sont à peu près les mêmes aujourd'hui que pour l'utilisation de ces appareils électriques. Selon le Tableau 9.3, il réduira ainsi sa consommation d'électricité d'environ 1700 kWh par année. Il pourra également utiliser le gaz plutôt que l'électricité pour chauffer l'eau une fois que les tarifs d'électricité auront augmenté de 30 %. Il réduira ainsi sa consommation annuelle d'électricité de 3447 kWh. Lorsque le tarif moyen aura rejoint le niveau de 11,4 ¢ le kWh, ce ménage économisera 150 \$ par année en utilisant le gaz pour chauffer l'eau, cuire les aliments et sécher le linge. Il aura réduit sa consommation d'électricité à 5481 kWh. Une fois le tarif augmenté, il lui en coûtera 250 \$ de plus par année pour cette électricité. Compte tenu de l'économie de 150 \$ obtenue en substituant le gaz naturel à l'élec-

tricité, ce ménage aura à déboursier environ 100 \$ de plus par année.

D'autres économies sont possibles. Sur les 10 600 kWh consommés au cours d'une année, le ménage moyen en consomme près de 1000 pour l'éclairage. On peut maintenant se procurer des ampoules fluocompactes qui fournissent un éclairage équivalant aux ampoules traditionnelles avec une consommation d'énergie réduite des trois quarts. On ne peut toutefois prendre le crédit complet pour cette économie puisque ces nouvelles ampoules contribuent beaucoup moins que les ampoules traditionnelles au chauffage de la résidence⁴. Aux fins de notre analyse, nous avons réduit de moitié l'économie d'énergie possible avec l'utilisation de ces ampoules pour tenir compte de ce facteur. Le consommateur moyen sera donc en mesure d'obtenir une économie additionnelle d'un peu plus de 35 \$ pendant la dernière année de la période de transition.

Résumé

Bref, pour indemniser le consommateur québécois qui verra son compte d'électricité augmenter plus rapidement pendant dix ans, nous lui donnons 110 actions de 9,36 \$ chacune et les dividendes d'Hydro-Québec à compter de sa privatisation. Le contribuable à faible revenu est dédommagé avantageusement. Le contribuable mieux nanti reçoit moins de compensation à cause de l'impôt, mais on peut penser qu'il profitera d'une amélioration générale des finances publiques en raison de la privatisation d'Hydro-Québec. Nous faisons aussi l'hypothèse que l'augmentation des tarifs générera des économies d'énergie.

3. Gaz Métro et Hydro-Québec ont demandé une hausse de tarifs pour l'année 2009. Il se peut que les conclusions de notre analyse changent à la suite des ajustements de tarifs qui interviendront probablement en 2009 pour ces deux entreprises.

4. Fabien Deglise, « Pas si vertes, les ampoules fluocompactes dites écologiques », *Le Devoir*, 5 mai 2007.

Chapitre 10

Le rôle du gouvernement du Québec

Le gouvernement du Québec aura un rôle essentiel à jouer pour assurer le succès de la privatisation d'Hydro-Québec. Les éléments les plus importants de ce rôle sont : assurer une transition ordonnée entre Hydro-Québec, société d'État et Hydro-Québec, société inscrite à la Bourse; déterminer si on doit privatiser Hydro-Québec tout d'un bloc ou autrement; revoir le rôle d'Hydro-Québec dans la construction de centrales; revoir le rôle de la Régie de l'énergie. Nous évaluerons enfin la valeur de la privatisation pour le gouvernement.

Une transition ordonnée

Une transition ordonnée permettra de maximiser la valeur obtenue pour Hydro-Québec au moment de la privatisation. Comme nous l'avons vu aux Chapitres 3 et 4, Hydro-Québec aura le défi d'améliorer substantiellement son efficacité afin qu'elle devienne comparable à celle de ses futurs concurrents. Si on souhaite maximiser la valeur obtenue pour la privatisation d'Hydro-Québec, on s'emploiera à convaincre les marchés financiers que la direction possède un plan bien défini pour améliorer la productivité sans nuire au service à la clientèle. Normalement, le gouvernement confiera au conseil d'administration le mandat de préparer un tel plan dans un délai de trois à quatre mois. Il importe qu'un plan crédible soit tracé avant d'envisager la privatisation. Sans un tel plan, l'évaluation de 18,7 G\$ prévue pour la société d'État pourrait en souffrir. En plus d'une baisse importante des bénéfices attendus après la privatisation, le multiple de 8,9 fois le BAIIA que nous avons utilisé au Chapitre 7

pour déterminer la valeur d'Hydro-Québec serait réduit.

Comme nous l'avons démontré au Chapitre 9, les consommateurs pourront atténuer considérablement l'impact des hausses de tarifs proposées en utilisant d'autres sources d'énergie telles que la géothermie et le gaz naturel. Il y aurait lieu pour le gouvernement de prendre les meilleurs moyens afin d'optimiser la concurrence entre les différentes sources d'énergie qui s'offrent aux Québécois. Il s'agit d'un facteur important pour assurer le succès de la privatisation.

La privatisation en bloc?

Le gouvernement devra également déterminer s'il y a lieu de privatiser Hydro-Québec telle quelle ou s'il faudra diviser Hydro-Québec en plus d'une société au moment de la privatisation. Comme nous l'avons vu au Chapitre 5, l'expérience britannique est éloquent à cet égard. Au moment de la privatisation, le gouvernement britannique a isolé le réseau de transmission et a distingué entre les producteurs et les distributeurs; par la suite toutefois, il a permis les fusions entre les producteurs et les distributeurs, mais il a gardé le réseau de transmission dans une société distincte. Pour sa part, le gouvernement de la Colombie-Britannique a incorporé une nouvelle société d'État le 29 mai 2003, la British Columbia Transmission Corporation, et lui a confié le mandat de gérer et de développer le réseau de transport de l'électricité de cette province tout en garantissant l'accès égal à tous les producteurs d'électricité qui désirent s'en prévaloir¹.

Le réseau de transport d'Hydro-Québec, TransÉnergie, est un monopole naturel qui s'apparente à un oléoduc ou à un gazoduc. Il serait souhaitable de privatiser TransÉnergie séparément, car une telle décision assurerait tous ses clients qu'elle ne favorise pas Hydro-Québec à

1. BC Transmission Corporation, *About BCTC*, voir http://www.bctc.com/about_BCTC.

leurs dépens. TransÉnergie tire déjà 9 % de ses revenus de sociétés autres qu'Hydro-Québec². Cette proportion est appelée à croître à la suite de la hausse de tarifs qui suivra la privatisation puisqu'Hydro-Québec augmentera considérablement ses ventes sur les marchés extérieurs pour compenser la baisse attendue de la consommation québécoise. En faisant de TransÉnergie une entreprise distincte, sa direction aura à justifier toutes ses décisions d'investissement devant son conseil d'administration. Elle devra aussi faire approuver séparément ses tarifs et son plan d'affaires par la Régie de l'énergie. Nous allons préciser plus loin dans ce chapitre l'impact de ces modifications sur le rôle que pourra jouer la Régie de l'énergie.

Nous n'avons pas cherché à isoler la valeur boursière de TransÉnergie, mais nous croyons peu probable que le gouvernement obtienne davantage en divisant ainsi Hydro-Québec avant la privatisation. Il s'agit d'une proposition qui vise à augmenter la transparence pour toutes les

entreprises qui souhaiteront approvisionner les Québécois en électricité.

Les nouvelles centrales

Nous avons vu plus haut que le gouvernement du Québec réserve à des producteurs privés le harnachement de rivières qui ont un potentiel de 50 MW ou moins tandis qu'Hydro-Québec a l'exclusivité de construire les centrales qui généreront plus de 50 MW. Nous croyons que le moment est venu de faire tomber cette distinction afin de favoriser la concurrence entre Hydro-Québec et les producteurs privés dans la construction de nouvelles centrales. Une telle mesure sera très bénéfique, car elle permettra d'éliminer rapidement l'écart de plus de 100 % qui semble exister entre le prix de revient de l'électricité qui provient des centrales construites par les producteurs privés et de celles construites par Hydro-Québec. Une telle mesure sera tout à l'avantage des consommateurs québécois d'électricité.

Le gouvernement demanderait des propositions aux firmes intéressées, y compris à Hydro-Québec Production, et la meilleure proposition l'emporterait. En procédant ainsi, Hydro-Québec

2. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 15.

Tableau 10.1
Revenus du gouvernement à la suite de la vente de ses actions

Année	Actions détenues avant la vente (millions)	Actions vendues au début de l'année (millions)	Actions détenues après la vente (G\$)	Dividendes reçus (millions)	Valeur probable des actions vendues (G\$)
1	1 678	278	1 400	0,38	1,47
2	1 400	0	1 400	0,39	
3	1 400	350	1 050	0,32	3,76
4	1 050	0	1 050	0,36	
5	1 050	350	700	0,28	4,63
6	700	0	700	0,31	
7	700	350	350	0,18	5,63
8	350	0	350	0,19	
9	350	350	0		6,69
10	0	0	0		
Total				2,42	22,19

Note : Nous avons réduit le montant obtenu lors de l'année 1 pour tenir compte des 123 millions d'actions qui seront échangées pour de l'argent au moment du premier appel public à l'épargne. Nous avons réservé 14 millions d'actions qui seront données gratuitement.

devrait optimiser le rapport coût/bénéfice de l'ouvrage proposé pour obtenir du gouvernement le mandat de construire. On pourrait procéder ainsi pour les projets déjà autorisés dans la mesure où les travaux ne sont pas très avancés. À plus long terme, la concurrence entre Hydro-Québec Production et les producteurs privés serait augmentée, ce qui serait tout à l'avantage des consommateurs québécois.

Comme nous l'avons constaté au Chapitre 4, il y a plusieurs entreprises privées qui souhaitent aménager des centrales hydroélectriques. Malheureusement, les politiques actuelles les forcent à faire bénéficier d'autres territoires de leur expertise. Nous croyons que ces entreprises, et possiblement d'autres, répondraient avec enthousiasme à tout appel de propositions du gouvernement du Québec pour développer de nouvelles centrales de plus de 50 MW sur le territoire québécois. Les producteurs privés satisfont déjà 13 % des besoins d'électricité de la Colombie-Britannique³, une proportion beaucoup plus élevée qu'au Québec. BC Hydro a déposé en juin 2008 auprès de la B.C. Utilities Commission ses prévisions de la demande d'électricité pour les dix prochaines années. Elle compte essentiellement sur les producteurs privés et sur les économies d'énergie pour satisfaire la croissance de la demande d'électricité dans cette province⁴.

La proposition que nous venons de faire devrait s'appliquer uniquement après la privatisation. Nous croyons qu'il serait souhaitable que le gouvernement n'autorise pas Hydro-Québec à construire de nouvelles centrales entre le moment où il prendra la décision de privatiser Hydro-Québec et le moment où cette privatisation entrera en vigueur. Toute nouvelle construction serait réservée au secteur privé pendant cette période. On peut difficilement faire autrement à la lumière de l'analyse du Chapitre 4. Après la privatisation, toute erreur d'Hydro-Québec dans l'estimation du coût d'une nouvelle centrale, erreur qui pourrait l'aider à obtenir le contrat de

construction visé, sera à la charge de ses actionnaires plutôt qu'à la charge de la société québécoise. Comme nous le verrons au Chapitre 11, le bilan d'Hydro-Québec, dans les premières années qui suivront la privatisation, ne lui permettra pas d'avoir accès au marché de l'emprunt à des conditions qui se comparent aux entreprises du groupe-témoin. La concurrence entre Hydro-Québec et les producteurs privés, pour la construction de nouvelles centrales, ne sera possible qu'une fois qu'Hydro-Québec aura assaini son bilan.

Le rôle de la Régie de l'énergie

Certains s'opposent à la privatisation d'Hydro-Québec parce qu'ils préfèrent un monopole d'État à un monopole privé⁵. Il n'est pas nécessaire de conserver un monopole après la privatisation d'Hydro-Québec, car dans la mesure où les tarifs d'électricité québécois auront rejoint le niveau du marché, les Québécois pourront avoir le choix de leur fournisseur d'électricité et on pourra laisser le marché déterminer les prix plutôt que de les soumettre à la décision d'une autorité réglementaire. On se doit de profiter de la privatisation pour susciter le maximum de concurrence compatible avec l'intérêt public afin de laisser les forces du marché fixer le prix de l'électricité dans toute la mesure du possible.

Certains s'opposeront à cette proposition sous prétexte qu'il y a eu, ici et là, quelques expériences malheureuses lors de la déréglementation du marché pour permettre la concurrence. Tous ont appris de ces expériences et plusieurs pays dans le monde donnent maintenant le choix de leur fournisseur d'électricité aux consommateurs. Le Chili, la Nouvelle-Zélande et l'Australie ont fait oeuvre de pionniers⁶. La directive sur l'ouverture du marché européen de l'électricité

3. BC Hydro, *Annual Report 2008*, p. 10.

4. *Id.*, p. 5.

5. Voir par exemple François Rebello, « Le faux privé », *Commerce*, novembre 2007, p. 18.

6. Henri Lepage et Michel Boucher, *La libéralisation des marchés de l'électricité*, Éditions Saint-Martin et Institut économique de Montréal, 2001, p. 12 et 13.

est entrée en vigueur en janvier 1997. Outre le Royaume-Uni, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont pris les devants. La France a, depuis peu, emboîté le pas aux autres pays européens⁷. Les pays d'Europe de l'Est et plusieurs pays émergents comme le Mexique, le Brésil, l'Indonésie, les Philippines et l'Inde ont remis en cause le modèle industriel traditionnel de l'électricité.

Si on souhaite assurer le succès de la privatisation d'Hydro-Québec, il y aura lieu de modifier le mandat de la Régie de l'énergie afin d'utiliser la concurrence plutôt que la réglementation, lorsque faisable. Si la concurrence n'est pas possible, optons pour un mécanisme de réglementation qui incitera les fournisseurs à améliorer leur efficacité tout en protégeant les consommateurs contre les abus. La réglementation fondée sur les coûts est en voie de disparition dans le monde, mais c'est encore le modèle suivi au Québec. Nous allons maintenant discuter du rôle de la Régie de l'énergie à l'égard de la production, du transport et de la distribution d'électricité au Québec après la privatisation.

Après la disparition du bloc patrimonial, Hydro-Québec Production sera en mesure de vendre toute l'électricité qu'elle produira au prix du marché. La période de transition aura permis d'accroître la production d'électricité dans le secteur privé avec la mise en production des éoliennes. La nouvelle façon de faire proposée permettra aussi la concurrence entre Hydro-Québec et les firmes privées pour la construction de nouvelles centrales hydroélectriques sur le territoire du Québec. On aura également profité de la période de transition pour augmenter la capacité d'interconnexion avec les réseaux des provinces et des États voisins, comme nous le verrons au Chapitre 12. Hydro-Québec Production sera libre de vendre toute l'électricité dont elle dispose à Hydro-Québec Distribution ou sur les marchés extérieurs. La Régie de l'énergie ne joue aujourd'hui aucun rôle dans la fixation des prix de vente

d'Hydro-Québec Production. Il continuera d'être ainsi après la privatisation.

TransÉnergie gère les mouvements d'énergie sur le territoire du Québec et commercialise la capacité de transport du réseau tout en maintenant le niveau de fiabilité requis. Il s'agit d'un monopole naturel que la Régie de l'énergie devra continuer à réglementer. Le mécanisme de réglementation devrait s'inspirer du régime qui fixe le tarif de façon à améliorer l'efficacité (*performance-based rate regime* ou PBR). Dans un tel régime, le régulateur baisse le tarif réel chaque année tout en permettant à l'entreprise réglementée de conserver toute la valeur créée par toute amélioration de productivité supérieure aux prescriptions du régulateur⁸. Ce modèle de réglementation a connu un grand succès au Royaume-Uni depuis son adoption en 1990 : le tarif applicable à la distribution locale de l'électricité a diminué de plus de 30 % de 1990 à 2005 en tenant compte de l'inflation. La durée moyenne des interruptions a diminué de 39 % tandis que la marge de BAIIA des entreprises a augmenté de 51 %. L'Italie a suivi l'exemple du Royaume-Uni et connaît un succès comparable. En 2007, la majorité des pays européens avait mis en place un tel régime et en récoltait déjà les bénéfices⁹.

La Régie de l'énergie pourrait fixer le rendement du capital de TransÉnergie en s'inspirant du niveau de rendement observé et de la structure de financement utilisée dans des transactions à distance pour l'acquisition d'un oléoduc, d'un gazoduc ou même d'un réseau de transport d'électricité, dans la mesure évidemment où ces transactions se sont faites dans un environnement réglementaire comparable. Un tel modèle de réglementation serait moins tatillon que le modèle actuel. Actuellement, TransÉnergie doit faire approuver individuellement par la Régie toutes ses décisions d'investissement de plus de 25 M\$, ce qui se traduit par des pèlerinages

7. Thibaut Madelin, « Énergie : la concurrence commence à séduire les Français », *Les Échos*, 2 septembre 2008.

8. Enrico Giglioli et Alberto Marchi, « Next-generation regulation for European electric power », *McKinsey Quarterly*, juin 2008.

9. *Id.*

continuels à la Régie¹⁰. Ce mode de fonctionnement est dû au fait que la Régie fixe les tarifs de TransÉnergie en lui permettant d'obtenir les revenus nécessaires pour faire face à ses coûts et en lui laissant une marge de bénéfice égale au coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification. Ses décisions ne permettent pas explicitement à TransÉnergie de conserver les bénéfices additionnels qu'elle pourrait retirer d'une plus grande productivité¹¹. Il serait souhaitable de s'inspirer de l'expérience du régulateur britannique (Ofgem) qui fixe les règles du jeu pour une période de cinq ans tout en permettant une hausse des tarifs inférieure à l'augmentation du coût de la vie pendant cette période¹². Ofgem permet à l'entreprise réglementée de recevoir une prime si la fiabilité du réseau est meilleure que prévu tout en l'obligeant à payer une pénalité dans le cas contraire. Ofgem permet aussi à l'entreprise de conserver les revenus tirés de résultats meilleurs qu'anticipés, mais elle doit absorber les pertes dans le cas contraire¹³.

Hydro-Québec Distribution assure l'approvisionnement en électricité des Québécois et veille à la fiabilité du réseau de distribution. Elle obtient maintenant presque toute son électricité d'Hydro-Québec Production et le reste de producteurs privés. Le secteur privé deviendra un plus grand fournisseur avec la mise en service progressive des éoliennes. À la fin de la période de transition, on modifiera le rôle d'Hydro-Québec Distribution, car une fois les tarifs au prix du marché, les consommateurs québécois auront le choix d'acheter leur électricité d'Hydro-Québec ou d'un producteur privé qui pourra être québécois, canadien ou américain¹⁴. Hydro-Québec Distribution acheminera à ses clients l'électricité du

producteur que ceux-ci auront choisi; elle devra donc modifier ses pratiques commerciales pour tenir compte de cette nouvelle réalité.

Comme nous l'avons vu précédemment, la nationalisation de l'électricité a permis d'avoir des tarifs uniformes partout au Québec pour chaque catégorie de clients. Il sera possible de maintenir cette uniformité, après la privatisation et la mise en concurrence d'Hydro-Québec, par des mécanismes appropriés qui seront sous la surveillance de la Régie de l'énergie. Ce sont les différents producteurs d'électricité qui tenteront de séduire les consommateurs d'électricité. Le client québécois qui choisira un producteur autre qu'Hydro-Québec paiera le tarif de ce producteur augmenté du coût de transport et de distribution jusqu'à son domicile. Si la Régie fixe un tarif de transport et de distribution uniforme partout au Québec, le consommateur de l'Abitibi va payer son électricité au même prix que celui de Montréal, si ces deux consommateurs ont le même fournisseur d'électricité.

Comme pour TransÉnergie, le réseau de distribution constitue un monopole naturel que la Régie de l'énergie continuera à réglementer. Le régulateur va faire évoluer le tarif à la baisse (une fois ajusté en fonction de l'inflation) chaque année tout en permettant à Hydro-Québec Distribution de conserver toute la valeur créée par toute amélioration de productivité supérieure aux prescriptions de la Régie.

La Régie de l'énergie se verra également attribuer le mandat de s'assurer que les consommateurs québécois aient la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité, comme c'est le cas dans plusieurs pays du monde, y compris notamment en France. Les producteurs privés intéressés au marché québécois devront conclure des ententes avec Hydro-Québec Distribution pour que celle-ci distribue leur électricité sur le territoire québécois. Cela fonctionnerait un peu comme le service téléphonique aujourd'hui. Le consommateur a le choix entre différents fournisseurs pour le service local ou interurbain. Ces choix s'exercent par l'entremise du même réseau

10. Voir les dossiers suivants devant la Régie : R3656-2008, R3651-2007, R3646-2007, R3641-2007, R3635-2007, R3634-2007 et R3627-2007.

11. Régie de l'énergie, *Décision relative à l'approbation finale des tarifs des services de transport et du texte des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, Décision D-2008-027, 29 février 2008, p. 5.

12. National Grid Electricity Transmission plc, *Annual Report and Accounts 2006/07*, p. 20.

13. *Id.*

14. Il serait souhaitable de faciliter la concurrence des producteurs des autres provinces. Ceci va demander l'ouverture du marché canadien de l'électricité.

de distribution ou par des réseaux de distribution interconnectés. Les Québécois peuvent aujourd'hui acheter leur électricité d'un producteur américain, mais les tarifs actuels d'Hydro-Québec ne permettent aucune concurrence. Dans la mesure où la concurrence existe, il ne serait pas nécessaire que la Régie de l'énergie ait compétence sur les prix de l'électricité. La Régie aurait également un rôle d'arbitre à jouer pour s'assurer que les producteurs privés ne soient pas soumis à des prix au-dessus du marché pour avoir accès aux réseaux de TransÉnergie et d'Hydro-Québec Distribution pour distribuer leur électricité au Québec.

Certains se demanderont comment définir les prix du marché. Les prix auront atteint le seuil du marché quand ils permettront à d'autres producteurs de concurrencer Hydro-Québec sur le territoire du Québec. Si on souhaite adopter la réforme proposée, il est donc essentiel de déréglementer le marché le plus possible afin de permettre à d'autres producteurs privés ou publics de pénétrer le marché québécois. De plus, la période de transition de dix ans va permettre à un certain nombre de petits producteurs, déjà actifs sur le marché québécois et canadien, d'augmenter leur production et de vendre leur électricité directement aux consommateurs québécois par l'entremise d'Hydro-Québec Distribution.

Nous venons de proposer une réforme importante du rôle de la Régie de l'énergie. Une telle réforme n'est possible toutefois que dans le cadre de la privatisation d'Hydro-Québec. Tant qu'Hydro-Québec aura le gouvernement comme unique actionnaire, on ne peut mettre en place les mécanismes incitatifs que nous venons de proposer.

On ne doit pas hésiter à s'inspirer de l'expérience britannique de réglementation. Là-bas, des services publics tels que l'électricité, le gaz, l'eau et les aéroports ont été privatisés. Ce faisant, ils ont su créer un environnement financier qui a attiré les capitaux privés nécessaires à la modernisation de leurs infrastructures tout en réduisant les prix pour l'utilisateur.

La valeur de la privatisation pour le gouvernement

Dans un article publié dans *La Presse* en juin dernier¹⁵, nous avons estimé à 130 G\$ la valeur d'Hydro-Québec si on procédait à sa vente après avoir haussé les tarifs d'électricité au prix du marché. Nous proposons maintenant de vendre Hydro-Québec avant de hausser les tarifs tout en demandant à Hydro-Québec de verser des redevances substantielles au gouvernement, redevances qui augmenteront avec chaque hausse de tarif nécessaire pour rejoindre le prix du marché. Combien obtiendra le gouvernement à la suite de la vente de 1692 millions d'actions qui n'auront pas été distribuées gratuitement aux 2,8 millions de clients d'Hydro-Québec¹⁶?

Afin de calculer les chiffres qui apparaissent au Tableau 10.1, nous avons fait l'hypothèse que le gouvernement garderait 1,4 milliard d'actions sans droit de vote après le premier appel public à l'épargne. Il disposerait des actions restantes en quatre appels publics à l'épargne additionnels qui auraient lieu tous les deux ans. On réduira les risques inhérents à une émission de grande envergure en procédant de cette façon. Le gouvernement obtiendra 24,6 G\$ de la vente de toutes ses actions et des dividendes qu'il recevra sur les actions sans droit de vote qu'il aura conservées quelques années. En plus, les clients d'Hydro-Québec auront reçu 322 millions d'actions gratuites qui vaudront 6,7 G\$ à la fin de la période de transition. Les détenteurs de ces actions auront touché environ 1,5 G\$ en dividendes au cours de la période de transition.

Le gouvernement encaissera cette somme de 24,6 G\$ plus rapidement toutefois et recevra des redevances annuelles plus considérables que le dividende reçu pour l'année 2007 dès la privatisation. Ces redevances augmenteront d'un peu

15. Claude Garcia, « Un Québec sans dette », *La Presse*, 2 juin 2007, p. Plus 7.

16. Nous avons tenu compte des 14 millions d'actions qui seront données gratuitement à ceux qui conserveront leurs actions au moins cinq ans et avons arrondi le résultat obtenu.

plus de 600 M\$ chaque année pendant la période de transition et totaliseront 8,0 G\$ dix ans après la privatisation. Il faudrait investir 148 G\$ à un taux d'intérêt annuel de 5,4 % pour recevoir 8,0 G\$ chaque année¹⁷. On constatera facilement que cette proposition est nettement plus avantageuse pour le gouvernement du Québec que celle que nous avons faite en 2007. Elle représente une valeur de plus de 172 G\$, soit 42 G\$ de plus que notre proposition de 2007, tout en réduisant considérablement les risques de la privatisation.

Conclusion

Nous avons proposé dans ce chapitre un ensemble de réformes susceptibles de permettre à Hydro-Québec de jouer pleinement le rôle qui devrait lui revenir, soit celui de principal moteur de création de richesse pour la société québécoise. Cette réforme mise essentiellement sur une concurrence accrue entre les producteurs d'électricité intéressés par le marché québécois et sur une redéfinition du rôle de la Régie de l'énergie. On modifiera le mandat et la composition de cette dernière afin de le rendre comparable à celui des régulateurs les plus efficaces dans le domaine de l'énergie tout en lui confiant la responsabilité de s'assurer que les consommateurs québécois puissent exercer facilement le choix de leur fournisseur d'électricité.

17. Nous avons utilisé un taux de 5,4 % dans ce calcul, car c'est le taux payé par Hydro-Québec sur ses nouveaux emprunts en 2007.

Chapitre 11

Le rôle d'Hydro-Québec

Une fois arrêtée la décision de privatiser Hydro-Québec, selon le scénario présenté plus haut, celle-ci devra adapter son bilan à sa nouvelle vie comme société inscrite en Bourse et revoir ses priorités d'investissement pour tenir compte de l'impact de l'augmentation des tarifs sur le comportement de sa clientèle.

La gestion du bilan

La dette à long terme d'Hydro-Québec s'élevait à 34,2 G\$ au 31 décembre 2007¹. Comme l'indique le Tableau 11.1, le ratio dette/avoir propre est de 1,64 et le taux de couverture des intérêts passe de 2,15 avant la privatisation à 1,57 sur une base pro forma au moment de la privatisation. Cette réduction du taux de couverture des intérêts résulte essentiellement du fait que les dividendes qu'Hydro-Québec versait au gouvernement deviennent des redevances, donc une charge réduisant les bénéfices, à compter de la privatisation. Hydro-Québec peut se financer à des coûts moins élevés actuellement puisque le gouvernement du Québec garantit sa dette à long terme. Le gouvernement oblige Hydro-Québec à payer une redevance de 0,5 % pour cette garantie². Une société privée ne peut se prévaloir d'une telle garantie dans le cours normal des affaires. Comme Hydro-Québec ne sera pas en mesure de compter sur la garantie du gouvernement après la privatisation, elle devra donc afficher un bilan plus solide si elle désire emprunter à des coûts concurrentiels. Comment se comparerait Hydro-Québec aux autres entreprises de production et de distribution d'électricité?

Dans un premier temps, nous avons analysé le taux de couverture des intérêts des entreprises du groupe-témoin. Comme on le voit au Tableau 7.3, ces entreprises jouissent d'un taux de couverture des intérêts qui varie de 2,65 à 5,91 au 31 décembre 2007 et un ratio dette/avoir propre qui oscille de 1,00 à 1,55. Elles ont également une cote de crédit qui se situe au minimum à BBB de la part de Standard & Poor's³. Leur bilan est donc beaucoup plus solide que celui d'Hydro-Québec, une fois que celle-ci perd le privilège de faire garantir ses emprunts par le gouvernement du Québec.

Si on utilise un taux de couverture des intérêts de 3,0 comme objectif minimum, Hydro-Québec a 16 G\$ de dette en trop au 31 décembre 2007. Elle ne serait donc pas en mesure d'emprunter à des taux acceptables avant d'avoir amélioré son bilan par une augmentation de son avoir propre ou une réduction de sa dette. Hydro-Québec devra donc profiter de la période de transition pour améliorer son bilan et recouvrer son pouvoir d'emprunt. Est-ce que cela sera possible sans mettre en danger la sécurité énergétique des Québécois? Avant de répondre à cette question, rappelons trois des hypothèses qui sous-tendent le scénario de privatisation que nous avons énoncé au Chapitre 7 : les investissements de la division Production vont passer de 1,8 G\$ par année avant la privatisation à zéro à raison d'une réduction de 450 M\$ par année pendant quatre ans pour permettre de mener à bien les projets en cours; une meilleure gestion des autres investissements va permettre de les réduire de 12,5 % la première année de la période de transition et de 25 % par la suite; dans la mesure où les flux financiers excèdent les montants requis pour financer les investissements et payer les dividendes prévus, Hydro-Québec les utilise pour réduire sa dette.

Selon ce scénario, les calculs du Tableau 11.1 nous indiquent que la dette d'Hydro-Québec diminue chaque année de la période de transition.

1. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 74.

2. *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux*, L.R.Q., c. F-5.1, art. 2.

3. Information obtenue sur le site Web de ces entreprises.

À la suite de cette réduction de la dette, le taux de couverture des intérêts augmente graduellement pour finalement atteindre le niveau souhaité dix ans après la privatisation. Cela signifie qu'Hydro-Québec devrait normalement attendre dix ans avant de recourir au marché des emprunts. Si l'échéancier de sa dette à long terme au 31 décembre 2007 était en vigueur le jour de la privatisation, Hydro-Québec devrait faire face à des échéances de 7,4 G\$ au cours des cinq années qui suivent la privatisation alors que, toujours selon le Tableau 11.1, sa dette à long terme passe de 34,2 G\$ à 32,8 G\$, une baisse de seulement 1,4 G\$⁴. Afin de combler ce manque prévisible de liquidités, il serait souhaitable pour le gouvernement d'accepter de garantir tout emprunt qui interviendrait pendant cette période de cinq ans dans la mesure où un tel emprunt viserait le refinancement de la dette existante au moment de la privatisation, jusqu'à concurrence d'une somme de 6,0 G\$.

Le budget d'investissement d'Hydro-Québec Production a représenté plus de la moitié des investissements d'Hydro-Québec au cours des cinq dernières années. Nous avons proposé au Chapitre 10 un moratoire sur les activités de développement d'Hydro-Québec dans la période qui précédera la privatisation. Comme ce court moratoire ne permettra pas d'obtenir un bilan satisfaisant, Hydro-Québec devra alors s'abstenir de participer aux appels de proposition que nous avons suggérés au Chapitre 10 pour la construction de nouvelles centrales tant qu'elle n'aura pas obtenu une cote de crédit équivalente à celle des entreprises du groupe-témoin. Il ne faut pas perdre de vue que la hausse des tarifs qu'occasionnera la disparition progressive du bloc patrimonial encouragera les Québécois à réduire leur consommation d'énergie électrique, ce qui réduira la pression sur Hydro-Québec pour augmenter la quantité d'électricité disponible.

4. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 87.

Tableau 11.1
Ratios financiers pendant la période de transition (pro forma)

Année	Investissements (G\$)	Immobilisations (G\$)	Dette à long terme (G\$)	Avoir propre (G\$)	Taux de couverture des intérêts	Ratio dette/ avoir propre	Valeur de l'entreprise (G\$)
2007	3,60	56,41	34,20	20,89	2,15	1,64	
Résultats pro forma après la privatisation							
0	3,60	56,41	34,20	20,89	1,57	1,64	52,91
1	2,93	58,02	35,28	21,42	1,57	1,65	54,18
2	2,25	58,91	35,63	21,97	1,58	1,62	55,46
3	1,80	59,07	35,23	22,53	1,64	1,56	56,73
4	1,35	58,75	34,29	23,15	1,74	1,48	58,01
5	1,35	57,98	32,82	23,84	1,89	1,38	59,28
6	1,35	57,21	31,27	24,63	2,05	1,27	60,55
7	1,35	56,47	29,64	25,52	2,25	1,16	61,83
8	1,35	55,76	27,92	26,52	2,47	1,05	63,10
9	1,35	55,08	26,13	27,63	2,72	0,95	64,38
0	1,35	54,42	24,25	28,86	3,03	0,84	65,65

L'efficacité énergétique

Après avoir obtenu de la Régie de l'énergie l'autorisation d'investir 245 M\$ en efficacité énergétique en 2007⁵, Hydro-Québec a plutôt investi 381 M\$ dans ces programmes⁶. Il est paradoxal de consacrer des sommes aussi importantes pour inciter les Québécois à réduire leur consommation d'électricité. Comme l'a signalé le professeur Boyer, « la vente de l'électricité à un prix inférieur à son coût d'opportunité [...] envoie des signaux défavorables au développement durable et, comble de l'ironie, les contribuables québécois doivent maintenant financer à même leurs impôts des programmes gouvernementaux d'incitation à la conservation énergétique! On oublie le mécanisme le moins coûteux, le plus équitable socialement et le plus efficace pour favoriser le bon niveau de conservation : un prix égal au coût d'opportunité »⁷.

Hydro-Québec pourra se permettre une réduction importante de ses investissements pour favoriser les économies d'énergie dès sa privatisation. Comme les tarifs d'électricité se rapprocheront progressivement du prix du marché pendant la période de transition, il faut s'attendre à ce que les agents économiques n'aient pas besoin de subventions pour modifier leurs comportements à l'avenir. Les consommateurs comme les entreprises adopteront volontairement des mesures de conservation d'énergie pour réduire le rythme d'augmentation du montant de leur facture d'électricité⁸.

5. Régie de l'énergie, *Rapport annuel 2006-2007*, p. 7.

6. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 82.

7. Marcel Boyer, *Augmentons le prix de l'électricité au Québec – pour le bien-être de tous*, Institut C.D. Howe, 16 mars 2005.

8. Nous n'avons pas tenu compte, dans nos simulations, de l'abandon ou de la diminution possible des investissements dans les programmes d'efficacité énergétique.

Chapitre 12

Le « contrat social »

Certains plaideront que notre proposition ne respecte pas le « contrat social » intervenu entre les Québécois et leur gouvernement à l'occasion de la nationalisation de l'électricité.

Examinons cette question de plus près. Les recherches nous apprennent que le « pacte social sur l'électricité » a pris naissance lorsque le gouvernement du Québec a acheté les actifs de la Montreal Light, Heat and Power en 1944. Les juristes ont inscrit dans la loi les principes suivants : « ... les tarifs d'Hydro-Québec doivent être uniformes à l'intérieur de tout le territoire du Québec; ses tarifs doivent être établis aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière »¹.

Lorsqu'en 1962, le gouvernement de Jean Lesage a complété l'opération en acquérant les actifs de toutes les autres compagnies d'électricité et un peu plus tard de presque toutes les coopératives d'électricité, les mêmes principes ont été réitérés dans le discours du ministre René Lévesque comme nous l'avons vu au Chapitre 1. Le ministre affirme que les tarifs d'électricité varient considérablement d'une région à l'autre et qu'ils sont démesurément élevés dans les régions éloignées de la métropole, entravant ainsi le développement potentiel des industries dans ces milieux.

De 1944 à 1962, l'orientation gouvernementale relative au pacte social sur l'électricité n'a donc pas dévié. Rappelons qu'en 1944 et en 1962, une grande partie des consommateurs québécois d'électricité ont bénéficié d'une baisse des tarifs à la suite des nationalisations.

Selon un ouvrage de 1995, ce contrat social a été modifié graduellement depuis 1981². Le 19 décembre 1981, le gouvernement du Québec libérait Hydro-Québec de l'obligation de fournir l'électricité aux « taux les plus bas » et exigeait de la société d'État des dividendes annuels comme retour sur les actifs investis par le gouvernement. Par le fait même, Hydro-Québec était transformée en compagnie à fonds social et assujettie à la taxe sur le capital comme toutes les entreprises qui font affaire au Québec.

Dix ans plus tard, en 1991, l'Assemblée nationale du Québec a adopté la *Loi sur les frais de garantie relatifs aux emprunts des organismes gouvernementaux*³. Depuis le 1^{er} janvier 1992, Hydro-Québec doit verser au gouvernement des frais de garantie correspondant à 0,5 % du solde du capital des emprunts garantis par le gouvernement sur le fonds consolidé du revenu et en cours à la fin de l'exercice précédent, tel qu'il apparaît à ses états financiers. En clair, Hydro-Québec devait dédommager le gouvernement de la garantie que celui-ci lui octroyait sur les marchés de l'emprunt. Cette disposition a été perçue par Hydro-Québec comme une nouvelle atteinte au contrat social⁴.

Le 27 février 1996, lors d'une séance de la Commission permanente de l'économie et du travail à laquelle les dirigeants d'Hydro-Québec avaient été convoqués, le ministre des Richesses naturelles a mis en relief l'écart entre le coût de la dette et le taux de rendement obtenu par Hydro-Québec sur son capital social. Le ministre soulignait notamment qu'Hydro-Québec obtenait un taux de rendement aussi faible que 3,3 % sur l'avoir propre de l'actionnaire alors qu'elle payait un taux moyen de 9 % en intérêts sur sa dette⁵.

Le moins que l'on puisse dire, c'est que le paradigme avait changé. Le monde vivait des

1. Georges Lafond, *Hydro-Québec : louve ou vache à lait*, dans Yves Bélanger et Robert Comeau (dir.), *Hydro-Québec : autres temps, autres défis*, Presses de l'Université du Québec, 1995, p. 293.

2. *Id.*, p. 293 et 294.

3. L.R.Q., c. F-5.1.

4. Georges Lafond, *op. cit.*, note 1, p. 294.

5. Assemblée nationale du Québec, *Journal des débats, Commission permanente de l'économie et du travail*, 27 février 1996, p. 3.

modifications profondes sur le plan politique, économique et environnemental, et les règles du jeu n'étaient plus les mêmes que dans les années 1970. L'élément central ici fut la libéralisation du marché nord-américain de l'électricité : la plus importante modification au contrat social est intervenue au moment où le gouvernement et Hydro-Québec ont fait les adaptations requises pour participer à ce marché. Ces changements se sont produits sur une période assez longue qui s'est terminée en 2000. On a doté les divisions d'Hydro-Québec d'un caractère d'étanchéité et on a créé pour le marché québécois un bloc d'électricité patrimonial vendu à un prix de gros de 2,79 ¢ le kWh. Au-delà de ce bloc, on a ouvert le marché de gros à la concurrence tout en laissant à Hydro-Québec l'entière responsabilité de la mise en valeur des sites de production hydroélectrique de plus de 50 MW⁶.

Les préoccupations relatives à l'environnement et à la préservation des ressources naturelles ont aussi eu un impact sur les décisions gouvernementales. Dans son budget de 2006, le ministre des Finances a annoncé qu'Hydro-Québec devrait verser des redevances sur l'utilisation des ressources hydrauliques à compter de janvier 2007. Les redevances s'appliquent sur toute la production hydroélectrique d'Hydro-Québec, y compris celle qui est destinée au bloc patrimonial. Le ministre soulignait dans son discours que les producteurs privés d'hydroélectricité étaient déjà assujettis à ces redevances hydrauliques. En plus de ces redevances, Hydro-Québec devra aussi verser une partie des bénéfices que lui procurera la vente à l'étranger d'électricité provenant de ses nouvelles capacités de production⁷. Ces bénéfices vont devoir se faire attendre, toutefois, puisque le prix de revient des nouvelles centrales d'Hydro-Québec excède souvent le prix qu'elle obtient pour ses exportations sur le marché américain. Nous avons vu au Chapitre 4 que le prix de revient de l'électricité

produite par la centrale Eastmain-1 sera de 10,8 ¢ le kWh auquel il faut ajouter des frais de transport d'environ 1,5 ¢ le kWh pour un total de 12,3 ¢ le kWh. En 2007, Hydro-Québec a obtenu un prix moyen de 8,5 ¢ le kWh pour ses ventes sur le marché américain, soit 3,8 ¢ le kWh de moins! Tous les prélèvements énumérés dans ce paragraphe sont destinés au Fonds des générations créé à la même occasion pour réduire graduellement le fardeau de la dette du Québec. Selon nous, il s'agit de la modification la plus récente au pacte social intervenu avec les Québécois en 1944.

La proposition que nous formulons ici s'inscrit dans la continuité de toutes ces modifications du pacte social que nous venons de décrire. Elle va permettre au gouvernement du Québec de toucher des redevances annuelles de 8,0 G\$ à la fin de la période de transition, le triple de la somme qu'il reçoit à l'heure actuelle (à l'exclusion de ce qui est versé au Fonds des générations). Le gouvernement touchera également plusieurs versements forfaitaires totalisant 24,7 G\$ à la suite de la vente de ses actions d'Hydro-Québec. Les sommes additionnelles proviendront de la hausse de tarifs proposée sur le bloc patrimonial et d'une plus grande productivité d'Hydro-Québec. La société québécoise va ainsi pouvoir bénéficier de la hausse substantielle de redevances tant que les rivières du Québec alimenteront les centrales d'Hydro-Québec.

En résumé, si on étudie la nature du pacte social sur l'électricité et l'histoire de sa mise en oeuvre de 1944 à 2006, on constate que les changements majeurs qui ont eu lieu sur la scène mondiale depuis la crise du pétrole de 1973 ont obligé les gouvernements du Québec à le modifier graduellement de sorte qu'il se limite aujourd'hui au bloc patrimonial. Notre proposition se situe dans la continuité de ces changements. Le pacte social dont on parle tant n'existe plus sous sa forme première. Ce que nous proposons, c'est de le faire revivre sous une forme actualisée et dynamique.

6. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2000*, p. 19.

7. Finances Québec, *Le Fonds des générations : pour favoriser l'équité entre les générations, la pérennité des programmes sociaux et la prospérité*, mars 2006, p. 30.

Nous avons démontré au Chapitre 4 que les bénéfices d'Hydro-Québec pourraient, au tarif actuel, atteindre 5,0 G\$ si sa productivité était comparable à celle d'entreprises américaines actives dans le même domaine. La différence entre ces bénéfices possibles de 5,0 G\$ et les bénéfices déclarés en 2007 représente 2,1 G\$. Actuellement, ces bénéfices potentiels s'évaporent, chaque année, dans le système et ils ne peuvent être canalisés pour le bien de l'ensemble de la population.

En remettant à chaque client d'Hydro-Québec 110 actions au moment de la privatisation, nous allons indemniser ce client pour la hausse de tarif proposée. En plus de recevoir cette indemnité, le client d'Hydro-Québec, qui porte aussi le chapeau de contribuable, pourra jouir d'un environnement fiscal très concurrentiel sans sacrifier les programmes sociaux québécois qui comptent parmi les plus généreux en Amérique du Nord.

Chapitre 13

Les exportations d'électricité

Le succès de la privatisation repose sur une hausse importante des exportations d'électricité du Québec. Nous avons déjà analysé au Chapitre 9 les différentes possibilités qui s'offriront aux consommateurs québécois pour réduire leur facture d'électricité afin de minimiser l'impact de la hausse des tarifs. Une partie des milliards de kWh qui ne seront plus nécessaires seront absorbés par la croissance économique du Québec. Ce ne sera pas suffisant toutefois, il faudra aussi mettre en place une stratégie axée sur les exportations. Avons-nous la capacité de le faire? Nous allons constater qu'Hydro-Québec a déjà placé plusieurs jalons pour tirer son épingle du jeu sur les marchés d'exportation. En agissant ainsi, Hydro-Québec ne faisait que suivre l'exemple de la Montreal Light, Heat and Power qui était déjà fort active sur les marchés d'exportation avant sa

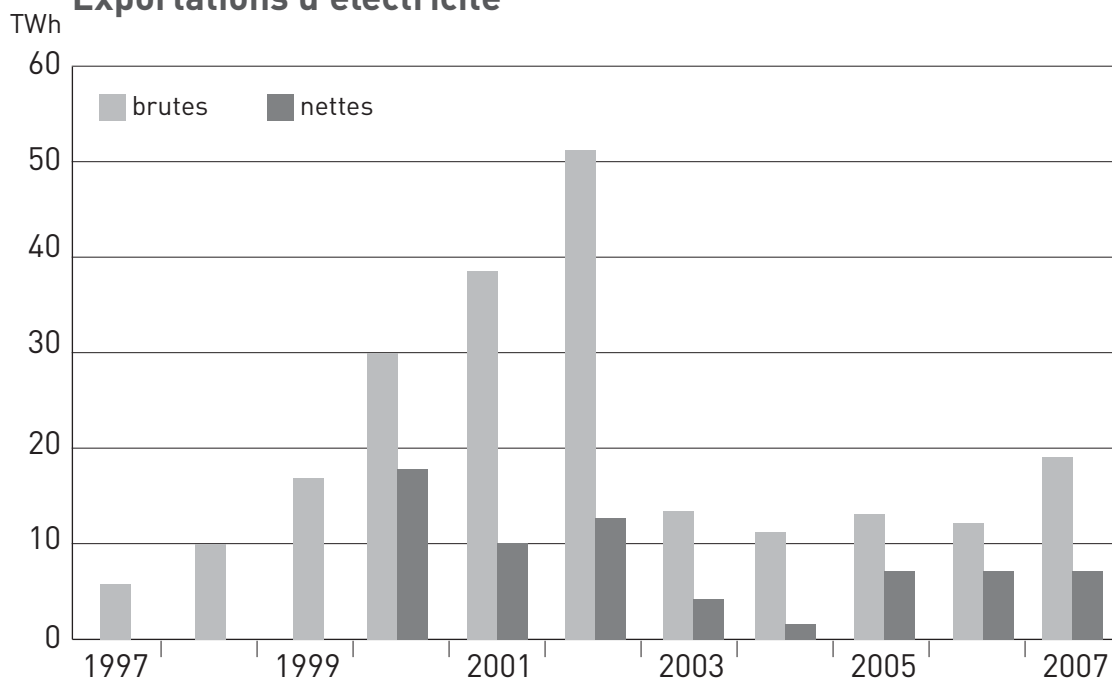
nationalisation. En 1940, celle-ci a exporté plus de 40 % de l'électricité vendue, en répartissant ses ventes à peu près également entre l'Ontario et l'État de New York¹.

Hydro-Québec a saisi avec enthousiasme les occasions offertes par la déréglementation du marché nord-américain de l'électricité au cours des années 1990. Ainsi en 1997, une filiale américaine d'Hydro-Québec a obtenu un permis de la Federal Energy Regulatory Commission afin de vendre de l'électricité directement à des grossistes aux États-Unis, ce qui devait améliorer sa marge bénéficiaire sur ses ventes outre frontière².

En 1998, Hydro-Québec a créé la filiale Marketing d'énergie HQ qui a comme mission de réaliser des transactions d'énergie au Canada, y compris des ventes, des achats et des échanges à la frontière canado-américaine. Cette filiale « a demandé à l'Office national de l'énergie une autorisation parapluie pour exporter davantage

1. John H. Dales, *Hydroelectricity and Industrial Development: Quebec, 1898-1940*, Harvard University Press, 1958, p. 117.
2. Hydro-Québec, *Rapport annuel 1997*, p. 4.

Figure 13.1
Exportations d'électricité



aux États-Unis [...] à partir de toutes les provinces canadiennes. Hydro-Québec détient déjà un tel permis l'autorisant à exporter annuellement aux États-Unis jusqu'à 4300 MW de puissance et jusqu'à 30 TWh d'énergie, à partir du Québec »³. Hydro-Québec a ouvert des bureaux d'affaires à Pittsburgh et à Boston et sa filiale américaine est devenue membre du New England Power Pool, en plus de demander son admission au New York Power Pool⁴. Le but de ces démarches était de participer à l'élaboration des règles régissant le nouveau marché de l'électricité et de développer ses relations d'affaires aux États-Unis⁵.

Comme l'indique la Figure 13.1, le marché a bien répondu à ces initiatives d'Hydro-Québec. Les exportations d'électricité ont connu une croissance constante de 1997 à 2002 parce qu'Hydro-Québec a saisi les occasions offertes par la déréglementation du marché nord-américain de l'électricité au cours des années 1990. « En 2007, les exportations nettes d'Hydro-Québec Production ont représenté seulement 5,6 % du volume des ventes, mais ont généré 25 % du bénéfice provenant des activités poursuivies de l'entreprise »⁶. Malgré cette contribution importante au bénéfice d'Hydro-Québec, les exportations d'électricité ont accusé une baisse à compter de 2002. La baisse spectaculaire des exportations de 2002 à 2003 s'explique ainsi selon le rapport annuel d'Hydro-Québec : « [...] en raison de la forte croissance de la demande d'électricité au Québec, les livraisons d'électricité patrimoniale à Hydro-Québec Distribution ont augmenté de 5,5 %, ce qui a entraîné une baisse importante des exportations nettes vers les marchés hors Québec »⁷. Les exportations nettes, c'est-à-dire les ventes brutes moins les achats, ont diminué de 8,6 TWh et les livraisons au Québec ont augmenté de 8,7 TWh.

Les exportations d'électricité en vertu des contrats à long terme ont connu une baisse à compter de l'an 2000. Elles sont passées de plus de 9 TWh à la fin des années 1990 à 2,4 TWh en 2006 et 2007⁸. Hydro-Québec souhaitait cette réduction afin de libérer des quantités d'énergie qui pourront être vendues à bon prix dans le cadre de transactions à court terme ou pour satisfaire la demande intérieure croissante⁹. Il est clair pour la direction d'Hydro-Québec qu'il est préférable d'axer la stratégie d'exportation sur les ventes à court terme plutôt que de signer des contrats d'approvisionnement à long terme.

La capacité d'exporter

Hydro-Québec « s'est dotée, en mai 2000, d'un parquet pour être en mesure d'accroître sa participation à ces marchés, notamment en matière de courtage d'électricité ainsi que des transactions d'achat et de vente et ce grâce à la flexibilité que lui procurent ses installations hydroélectriques »¹⁰.

La capacité d'exporter nécessite des interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux voisins. Déjà en 1997, Hydro-Québec disposait d'une capacité d'exportation d'environ 5500 MW vers l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et les États du nord-est des États-Unis¹¹. Hydro-Québec jouit maintenant d'une capacité d'exportation de plus de 6900 MW puisqu'elle a augmenté son potentiel d'interconnexion vers les États-Unis depuis ce temps¹². D'autre part, en excluant le lien avec le Labrador, ses capacités d'importation sont de 4400 MW seulement.

En 2006, Hydro-Québec a lancé un projet de 684 M\$ en vue d'établir une interconnexion de 1250 MW en Outaouais afin de multiplier les

3. Hydro-Québec, *Rapport annuel 1998*, p. 21.

4. *Id.*, p. 48.

5. *Id.*, p. 21.

6. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2006*, p. 10. Cette affirmation ne tient pas compte de l'exportation de 2,1 TWh faite en 2007 par Hydro-Québec Distribution à la suite d'une décision de la Régie de l'énergie (voir p. 22 du *Rapport annuel 2007*).

7. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2003*, p. 11.

8. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 101.

9. Hydro-Québec, *Rapport annuel 1999*, p. 51.

10. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2000*, p. 23.

11. Hydro-Québec, *Rapport annuel 1997*, p. 15.

12. Hydro-Québec TransÉnergie, *Notre réseau en bref*, <http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau/bref.html>.

échanges d'électricité avec l'Ontario¹³. On mettra cette ligne en service en 2010. Il s'agit du premier investissement important visant à augmenter la capacité d'exportation et d'importation avec une autre province canadienne depuis plus de dix ans.

Nous avons déjà souligné la grande rentabilité des opérations de courtage d'électricité d'Hydro-Québec. Si on veut augmenter les échanges avec les réseaux voisins, force nous est de disposer de plus d'interconnexions. Comme les prix de l'électricité varient au cours de la journée en fonction de l'offre et de la demande, il n'est pas toujours avantageux de vendre de l'électricité sur les marchés extérieurs. Il en va de même pour les achats. Si on souhaite optimiser les résultats financiers de ces opérations, on devra accepter d'avoir une certaine redondance dans nos interconnexions puisqu'on ne les utilisera jamais de façon continue. Les données qui nous permettraient de juger si Hydro-Québec disposera de toutes les interconnexions nécessaires à des résultats financiers optimaux pour ses opérations de courtage ne sont pas publiques pour des raisons commerciales évidentes. Nous en doutons toutefois compte tenu des résultats d'Hydro-Québec en 2002. Pour exporter 54 TWh et importer 42 TWh, il aura fallu une présence très soutenue d'Hydro-Québec sur les marchés extérieurs cette année-là. Avec la hausse de tarifs qui suivra la privatisation, il y aura probablement lieu d'augmenter nos interconnexions pour saisir les occasions du marché de l'énergie à court terme.

Bref, il apparaît donc que le succès financier de l'opération nécessitera une hausse des exportations d'énergie et, par conséquent, une attention particulière pour créer des infrastructures de transport d'énergie en quantité suffisante.

13. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2006*, p. 16.

Chapitre 14

L'électricité et les alumineries

La capacité de production d'aluminium au Québec a plus que doublé depuis 1990 puisqu'elle est passée d'un peu moins de 1,3 million de tonnes métriques¹ à 2,6 millions de tonnes métriques en 2005². Le Québec est responsable d'un peu plus de 8 % de la production mondiale d'aluminium qui a atteint près de 32 millions de tonnes métriques en 2005³. Ainsi, le Québec se classe au quatrième rang des producteurs d'aluminium dans le monde⁴.

Tout cet aluminium a nécessité environ 39 TWh d'électricité, ce qui fait de l'industrie de l'aluminium le client le plus important d'Hydro-Québec⁵ puisque celle-ci a fourni un peu plus de la moitié des 39 TWh utilisés⁶. Plus de 95 % de la production d'aluminium sont exportés et près de 60 % de ces exportations sont faites de métal peu ou pas transformé⁷. L'industrie de l'aluminium a donc en quelque sorte exporté plus de 95 % des 39 TWh d'électricité utilisés en 2005 sous forme de lingots d'aluminium ou d'aluminium transformé.

À partir d'un dépliant publié par l'industrie de l'aluminium en 2004, nous estimons que l'industrie a déboursé cette année-là un peu plus de 2,7 ¢ par kWh⁸. Puisque les prix de l'alumi-

nium⁹ ont été légèrement plus élevés en 2005 qu'en 2004, nous estimons à environ 3,0 ¢ le kWh¹⁰ le prix payé par l'industrie en 2005. Pendant la même année 2005, Hydro-Québec a exporté 15,3 TWh d'électricité à un prix moyen de 9,6 ¢ le kWh. Comme Hydro-Québec a effectué également des achats d'énergie au cours de l'année, ses exportations nettes d'électricité se sont chiffrées à 6,7 TWh pendant cette même année. Les exportations d'électricité de l'industrie de l'aluminium ont donc été presque six fois plus importantes que les exportations nettes d'électricité d'Hydro-Québec. Mais le prix obtenu pour chaque kilowatt d'électricité exporté sous forme de lingot d'aluminium a été trois fois plus bas!

Le prix moyen obtenu pour chaque kilogramme d'aluminium vendu sans transformation sur les marchés d'exportation a été de 2,19 \$ en 2005. Comme la production d'un kilogramme d'aluminium nécessite environ 15 kWh d'électricité, chaque kilogramme d'aluminium a coûté environ 45 ¢ en électricité cette année-là, soit moins du quart du prix de vente obtenu. Chaque kilogramme d'aluminium exporté a bénéficié d'une subvention de 99 ¢ (soit $(9,6 ¢ - 3,0 ¢) \times 15 \text{ kWh}$). La subvention s'élève donc à environ 45 % du prix de vente et excède de 54 ¢ le coût de l'électricité qui sert à fabriquer un kilogramme d'aluminium.

Qui bénéficie de ces subventions à l'exportation? Les États-Unis ont acheté en 2005 environ 90 % des exportations canadiennes d'aluminium. Pourquoi subventionner notre voisin du sud aussi grassement? Pourquoi augmenterait-on davantage nos subventions à la production et à l'exportation d'aluminium, alors que ce geste n'est pas bénéfique à l'ensemble des Québécois? Où est notre avantage économique?

Alors que la capacité de production québécoise d'aluminium a plus que doublé de 1990 à

1. Association de l'aluminium du Canada, *L'aluminium et l'électricité*, 4e trimestre 2004, p. 4.
2. Association de l'aluminium du Canada, *L'aluminium primaire au Québec : Une classe mondiale, un effet de levier régional*, 2006, p. 8.
3. Association de l'aluminium du Canada, *Statistiques – Historique de la production d'aluminium dans le monde*, <http://www.aac.aluminium.qc.ca>.
4. Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 2.
5. Hydro-Québec a vendu 169 TWh d'électricité au Québec en 2005.
6. Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 1, p. 3.
7. Estimation de l'auteur à partir de données de Statistique Canada, *Exportations par marchandise*, décembre 2005, Tableau 3 en tenant compte du fait que, selon l'industrie canadienne de l'aluminium, 90 % de la production canadienne d'aluminium origine du Québec.
8. Estimation de l'auteur à partir des données contenues dans Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 1, p. 3 et 5.

9. Global InfoMine, *Aluminum Price Comparison of different time periods*.
10. Le prix payé par l'industrie pour l'électricité fluctue en fonction du prix de l'aluminium.

2005, l'industrie canadienne de l'aluminium affirmait en 2005 que « la production d'aluminium a diminué de près de 30 % aux États-Unis au cours des dix dernières années »¹¹. On peut conclure que les Américains remplacent leur production d'aluminium par des importations du même métal en provenance du Québec. Cela s'est produit depuis la déréglementation des prix du marché de l'électricité aux États-Unis. Les Américains ont compris qu'il est plus rentable pour eux d'utiliser leur électricité à d'autres fins que de produire de l'aluminium. Pourquoi le Québec ne pourrait-il pas en faire autant?

Une étude réalisée pour le compte de l'industrie canadienne de l'aluminium conclut que la

grappe de l'aluminium au Québec représente une valeur ajoutée de près de 2 G\$ par année. La production québécoise d'aluminium de 2,6 millions de tonnes métriques en 2005 a coûté 2,57 G\$ en manque à gagner à la collectivité québécoise en faisant l'hypothèse que toute l'électricité requise, y compris celle produite à même les centrales construites par les alumineries, rapporte le même montant à Hydro-Québec¹². Ce manque à gagner efface toute la valeur ajoutée par l'industrie de l'aluminium à l'économie québécoise.

11. Association de l'aluminium du Canada, *mémoire de l'Association de l'aluminium du Canada déposé à la Régie de l'énergie du Québec*, Demande R-3563-2005, 18 avril 2005, p. 15.

12. Pour obtenir ces chiffres, nous avons fait l'hypothèse que nous aurions pu vendre à 9,6 ¢ le kWh sur les marchés extérieurs toute l'électricité utilisée par l'industrie de l'aluminium en 2005. Dans un deuxième temps, nous avons soustrait 3,0 ¢ du prix de 9,6 ¢ pour obtenir le manque à gagner total. Nous avons utilisé toute l'électricité utilisée plutôt que seulement l'électricité fournie par Hydro-Québec puisque l'estimation des retombées repose sur toute la production québécoise d'aluminium.

Tableau 14.1
Taux de chômage par région administrative en 2007

Région administrative	Taux de chômage	Nombre d'alumineries
Présence d'alumineries		
Capitale-Nationale	4,9 %	1
Centre-du-Québec	6,7 %	1
Côte-Nord et Nord-du-Québec	8,7 %	2
Mauricie	9,2 %	1
Montérégie	6,1 %	1
Saguenay-Lac-Saint-Jean	9,1 %	4
Absence d'alumineries		
Abitibi-Témiscamingue	9,2 %	
Bas-Saint-Laurent	8,9 %	
Chaudière-Appalaches	6,0 %	
Estrie	7,0 %	
Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	17,3 %	
Lanaudière	7,0 %	
Laurentides	6,9 %	
Laval	5,1 %	
Montréal	8,5 %	
Outaouais	6,3 %	
Ensemble du Québec	7,2 %	

Source : Institut de la statistique du Québec, *État du marché du travail au Québec : le point en 2007*, p. 28; Association de l'aluminium du Canada, *L'aluminium primaire au Québec : une classe mondiale, un effet de levier régional*, p. 7.

Note : Le taux de chômage est indiqué en gras s'il excède la moyenne québécoise.

Il est certain que le montant du manque à gagner pour la société québécoise va fluctuer d'une année à l'autre en fonction des prix obtenus pour l'électricité exportée et en fonction des prix de l'aluminium puisque le tarif demandé aux alumineries fluctue, dans certains cas, de concert avec le prix de l'aluminium. En 2006 par exemple, le prix de l'aluminium a été plus élevé qu'en 2005 et l'électricité vendue sur les marchés extérieurs a rapporté 7,9 ¢ le kWh. Nous pouvons affirmer toutefois que le Québec se prive en moyenne d'une somme d'au moins 2 G\$ par année en continuant de subventionner ainsi l'électricité fournie aux alumineries. Nous n'avons pas les moyens et il n'est pas dans notre intérêt de continuer à subventionner ainsi la production d'aluminium. À notre avis, il n'y a pas lieu de consentir de nouvelles ententes et il est plutôt indiqué d'avertir l'industrie que les ententes actuelles ne seront pas renouvelées à un tarif préférentiel à leur échéance¹³.

Le développement régional

Selon un commentateur, « L'économie de nos régions dépend de notre principal avantage comparatif sur les autres pays : une électricité de qualité à bon marché [...] Augmenter les tarifs d'électricité plongerait plusieurs régions en dépression économique »¹⁴. L'industrie de l'aluminium partage cette opinion puisque selon elle, la présence des alumineries « continue d'être à la base de la création de richesse dans les régions ressources du Québec »¹⁵.

Qu'en est-il exactement? Le territoire du Québec est divisé en seize régions administratives. Au Québec, il y a dix alumineries qui sont réparties dans six de ces seize régions. Nous avons comparé au Tableau 14.1 le taux de chômage en 2007 des régions qui comptent une aluminerie et

des régions qui n'en comptent pas. Parmi les six régions qui comptent au moins une aluminerie, trois ont un taux de chômage qui excède la moyenne québécoise. On observe même que les deux seules régions qui comptent plus d'une aluminerie ont des taux de chômage qui excèdent la moyenne québécoise. Les quatre alumineries de la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean occupent une place démesurée dans l'économie régionale : elles sont respectivement le premier, troisième, quatrième et cinquième employeur en importance dans la région¹⁶. Malgré cette présence importante, la région a un taux de chômage de 9,1 %, ce qui se rapproche du pire taux observé parmi les seize régions administratives du Québec, si on fait exception de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. La présence ou l'absence d'alumineries ne semble pas être un facteur qui puisse expliquer les écarts observés entre le taux de chômage des différentes régions du Québec.

Faut-il se surprendre de ce fait? Les alumineries offrent des salaires qui excèdent de plus de 45 %¹⁷ le salaire manufacturier moyen au Québec. Elles représentent un concurrent redoutable pour tout entrepreneur qui souhaiterait établir son entreprise dans le voisinage d'une aluminerie. S'il ne paie pas les mêmes salaires, il s'expose à perdre de temps à autre de bons employés qu'il aura formés. S'il accepte de payer des salaires qui se rapprochent de ceux de l'aluminerie, son entreprise ne sera probablement pas rentable; contrairement à l'industrie de l'aluminium, il ne bénéficie pas de subventions sur le coût de son intrant le plus important.

Nous avons vu plus haut que chaque kilogramme d'aluminium a bénéficié d'une subvention de 99 ¢ sous forme de tarif d'électricité réduit : une partie de cette subvention aide les entreprises à payer des salaires plus élevés que la moyenne québécoise. Le salaire manufacturier horaire moyen au Québec en 2005 était de 19,06 \$¹⁸. Pour

13. Pour une analyse de cette question sous un angle différent, voir Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard, *Les subventions aux alumineries : des bénéfiques qui ne sont pas à la hauteur*, Institut économique de Montréal, avril 2007.

14. Voir l'article de Gabriel Sainte-Marie, « Vendre Hydro-Québec, c'est tuer notre poule aux oeufs d'or » *Le Devoir*, 4 septembre 2007, p. A-7.

15. Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 2, p. 5.

16. Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 11, p. 5.

17. Association de l'aluminium du Canada, *L'aluminium et l'électricité*, p. 5.

18. Institut de la statistique du Québec, *Rémunération horaire moyenne des employés des industries des biens selon diverses caractéristiques, moyennes annuelles 1997 à 2006 (en dollars courants)*.

les travailleurs de l'aluminium, ce salaire moyen était d'au moins 27,64 \$. Les alumineries ont utilisé à cette fin 6 ¢ de la subvention de 99 ¢ accordée pour chaque kilogramme d'aluminium produit au Québec en 2005¹⁹.

Les ententes à long terme

Il est évident qu'avec la privatisation, le gouvernement du Québec ne pourra plus contraindre Hydro-Québec à fournir de l'électricité à long terme à des tarifs préférentiels pour assurer l'implantation des alumineries sur le sol québécois. Si le gouvernement souhaite favoriser l'implantation d'entreprises énergivores, il devra alors négocier à distance avec Hydro-Québec et rembourser celle-ci pour toute subvention qu'il souhaite leur accorder. Dans de telles circonstances, il est peu probable que le gouvernement accepte de payer de telles subventions, car il serait difficile de les justifier devant l'opinion publique. Mais si le gouvernement décidait de le faire, la subvention devrait être incluse au budget que vote l'Assemblée nationale. La décision serait transparente et tous seraient en mesure de connaître les faits. Ce n'est pas le cas aujourd'hui.

Il est peu probable que de telles subventions respectent les accords commerciaux internationaux du Canada. On peut quand même se demander pourquoi il n'y a pas eu, jusqu'à maintenant, de contestation du tarif d'électricité préférentiel consenti par le gouvernement du Québec aux alumineries existantes. Dans la dispute sur le bois d'oeuvre, la contestation du gouvernement américain reposait sur le fait que les droits de coupe consentis aux entreprises canadiennes étaient plus avantageux que ne l'auraient été des droits de coupe déterminés par le marché. L'absence de contestation dans le cas de l'aluminium découle probablement du fait que les trois grands producteurs mondiaux ont

accès aux ressources hydroélectriques du Québec et que leur stratégie d'affaires, partout dans le monde, repose sur l'obtention de tarifs d'électricité avantageux.

Avant les annonces de décembre 2006 et de mars 2008, les ententes déjà signées pour la fourniture d'électricité venaient à échéance de 2010 à 2020²⁰, à une exception près. Il s'agit de l'entente conclue en septembre 2002 pour la réalisation de la phase II de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles : vente de 500 MW au tarif grande puissance L modulé à la baisse pour 30 ans²¹. Le 14 décembre 2006, le gouvernement du Québec annonçait la prolongation de 2024 à 2045 du contrat de vente de 342 MW livrés par Hydro-Québec au tarif de grande puissance L et l'octroi d'un nouveau bloc de 225 MW de 2010 à 2045 aussi fourni par Hydro-Québec²². Le 4 mars 2008, le gouvernement du Québec annonçait son appui au projet de modernisation et d'agrandissement de l'usine Alcoa de Bécancour. Ce soutien se concrétise par l'attribution d'un bloc additionnel de 175 MW d'électricité et le renouvellement, à compter du 1^{er} janvier 2015, du bloc actuel de 517 MW²³. Le gouvernement s'est aussi engagé à renouveler jusqu'en 2040 les contrats d'approvisionnement à long terme de 1045 MW pour les usines de Bécancour et de Deschambault²⁴.

Dans nos états financiers pro forma, nous avons réduit le bloc patrimonial de 20 TWh pour tenir compte de l'électricité qu'Hydro-Québec est forcée de vendre à l'heure actuelle aux alumineries. Toute augmentation de prix pour ce bloc de 20 TWh est très probablement bien circonscrite par les ententes conclues entre le gouvernement du

19. À partir de données de l'industrie, nous avons estimé qu'il y avait environ 10 000 travailleurs dans les alumineries en 2005 qui travaillaient en moyenne 35 heures par semaine.

20. Association de l'aluminium du Canada, *op. cit.*, note 11, p. 15.

21. *Id.* Les professeurs Bélanger et Bernard contredisent ainsi cette affirmation de l'Association de l'aluminium du Canada devant la Régie de l'énergie du Québec le 18 avril 2005, affirmation que nous avons citée plus haut.

22. Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard, *op. cit.*, note 13, p. 1.

23. Gouvernement du Québec, *Modernisation et agrandissement de l'aluminerie Alcoa de Baie-Comeau*, Communiqué de presse, 4 mars 2008.

24. Presse canadienne, « Alcoa commits to Baie-Comeau smelter », *Globe and Mail*, 5 mars 2008, p. B4 et Alcoa, *Alcoa, Government of Quebec Reach New Renewable Power Agreement for Three Smelters in Province*, Communiqué de presse, 4 mars 2008.

Québec et les alumineries. Pour ce qui est des 400 MW additionnels promis à Alcan et à Alcoa, ils seront vendus à perte puisque le prix de revient de l'électricité additionnelle qui sera requise dans plusieurs années dépassera largement le tarif L actuel. D'ailleurs, le prix de revient de deux centrales dont nous avons parlé au Chapitre 4 est déjà plus du double du tarif L lorsqu'on ajoute les frais de transport. Dans notre scénario de privatisation, nous avons fait l'hypothèse que le gouvernement prendrait à sa charge le manque à gagner qui résultera de ce bloc additionnel de 400 MW.

L'entente des chutes Churchill

L'entente sur les chutes Churchill vient à échéance en 2041, ce qui correspond, à peu de choses près, aux dates de terminaison des trois ententes avec les alumineries que nous venons d'évoquer. Elles se termineront respectivement en 2032, 2040 et 2045. Notre société aura vieilli lorsqu'il faudra renégocier l'entente des chutes Churchill ou trouver de nouvelles sources d'approvisionnement pour remplacer l'électricité des chutes Churchill. Quelle que soit l'issue de ces discussions, il y aura hausse importante des coûts d'approvisionnement d'Hydro-Québec pour les 31,3 TWh que nous obtenons maintenant des chutes Churchill. Serons-nous en mesure alors de continuer à approvisionner les alumineries à bon marché ou devons-nous envisager leur fermeture?

Plusieurs commentateurs se sont inquiétés de l'impact du vieillissement de la population sur la possibilité de financer les régimes québécois de retraite et de santé. Le vieillissement de la population va se faire relativement rapidement d'ici 2030 à mesure que les baby-boomers atteindront l'âge de la retraite. Nous devons donc, comme société, faire face à l'échéance de l'entente des chutes Churchill et à la fermeture possible des alumineries au moment où le fardeau des régimes québécois de retraite et de santé sera beaucoup plus important qu'aujourd'hui.

Cette mauvaise nouvelle en cache une bonne toutefois puisque la fin de l'entente sur les chutes Churchill haussera grandement la valeur des actions qu'Hydro-Québec détient dans CF(L)Co. Si cette dernière était en mesure de vendre son électricité au prix du marché aujourd'hui, elle aurait une valeur d'environ 20 G\$. Hydro-Québec, qui détient 34,2 % des actions de cette société, a inscrit ce placement à une valeur de 77 M\$ dans son bilan du 31 décembre 2007²⁵. Il serait d'ailleurs souhaitable que la propriété des actions de CF(L)Co soit transférée au gouvernement du Québec avant la privatisation d'Hydro-Québec.

En résumé, les ententes à long terme dans lesquelles le gouvernement fournit aux alumineries de l'électricité à bon marché se soldent par un manque à gagner considérable pour l'ensemble de la société québécoise, y compris pour les régions où sont situées les alumineries. La prolongation de ces ententes hypothèque l'avenir de notre société.

25. Hydro-Québec, *Rapport annuel 2007*, p. 86.

Conclusion

Nous avons démontré au Chapitre 3 qu'Hydro-Québec affiche un niveau d'efficacité opérationnelle moins élevé que celui d'entreprises comparables. C'est la raison principale pour laquelle elle pourrait économiser au moins 1 G\$ chaque année si elle endait ses frais d'exploitation comparables à ceux des entreprises privées les plus efficaces.

Lors de la construction de centrales, au cours des années, Hydro-Québec n'a pas fait preuve d'une grande discipline financière puisque le prix de revient de l'électricité qu'elle va produire à l'aide de certaines de ses centrales est plus du double du prix de revient de l'électricité produite par de petites centrales du secteur privé. Nous avons également démontré que le coût de construction d'une centrale par Hydro-Québec dépasse de 26 %, en moyenne, le budget annoncé pour chaque projet. Ces faiblesses notées dans la gestion de projets d'investissement importants ne se limitent pas à la division de la Production puisque nous avons relevé des lacunes semblables dans les autres divisions de l'entreprise.

Il y a beaucoup de similitudes entre l'expérience britannique avant la privatisation et le portrait que nous avons tracé d'Hydro-Québec dans cette étude : surabondance de personnel, structure de coûts plus élevés que nécessaire; investissements plus importants que nécessaire, absence de concurrence.

Les pertes de l'industrie britannique avaient augmenté considérablement, autant sous les gouvernements travaillistes que conservateurs. La privatisation a permis de renouer avec les bénéfices au Royaume-Uni malgré une baisse de tarifs de plus de 30 % de 1990 à 2005 (après avoir tenu compte de l'inflation). Si on a connu le succès toutefois, c'est parce que la privatisation a été accompagnée d'une réforme en deux volets de la gouvernance de l'industrie. Tout d'abord, on a

modifié le modèle de réglementation afin d'inciter les participants du marché à augmenter leur efficacité. De plus, on a fait jouer la concurrence dans toute la mesure du possible, notamment en donnant à tous les consommateurs britanniques le choix de leur fournisseur d'électricité.

Nous avons démontré que le bénéfice annuel d'Hydro-Québec passerait de 2882 M\$ à 709 M\$ si elle devait payer le prix du marché pour l'électricité qu'elle obtient des chutes Churchill. Est-il raisonnable de se contenter d'une contribution si minime de notre principale richesse collective? Pourquoi un bénéfice si faible avec l'exploitation d'un parc hydroélectrique aussi important? Ce chiffre à lui seul appuie notre position quant au fait que le bénéfice annuel d'Hydro-Québec devrait dépasser 5 G\$ si elle utilisait mieux le capital qu'on lui confie et si elle faisait preuve, dans son exploitation, d'une productivité équivalant à celle des entreprises les plus efficaces.

En plus de prendre les mesures nécessaires pour améliorer l'efficacité d'Hydro-Québec au bénéfice de toute la société québécoise, il est proposé de modifier notre stratégie à l'égard de l'industrie de l'aluminium. Nous avons démontré au Chapitre 14 que l'augmentation de la capacité de production d'aluminium au Québec, aluminium que nous exportons à 90 % aux États-Unis, a coïncidé avec une réduction de la capacité de production de ce métal au sud de notre frontière. Par ailleurs, la déréglementation du marché de l'énergie aux États-Unis a augmenté considérablement la valeur de l'électricité que nous produisons au Québec. Contrairement à la situation des années 1980 (voir Chapitre 1) pendant lesquelles nous disposions de surplus d'électricité pour lesquels il n'y avait pas de preneur, le marché américain est maintenant assoiffé d'énergie et prêt à payer beaucoup plus pour celle-ci. Nous estimons que le Québec se prive en moyenne d'une somme d'au moins 2 G\$ par année en continuant de subventionner ainsi l'électricité fournie aux alumineries. Si on ajoute cette somme de 2 G\$ en bénéfices perdus aux 5 G\$ de bénéfices possibles avec de meilleurs résultats financiers chez Hydro-Québec, cela signifie que les bénéfices d'Hydro-

Québec pourraient atteindre 7 G\$ sans augmenter les bas tarifs d'électricité qui prévalent au Québec!

Il est temps de modifier notre stratégie et d'obtenir d'Hydro-Québec un rendement à la mesure de ce que les entreprises québécoises sont capables de produire de mieux. Comme les gouvernements qui se sont succédé depuis 1944 n'ont pas voulu ou n'ont pas été en mesure d'obtenir d'Hydro-Québec des résultats financiers acceptables, nous devons nous inspirer de l'exemple britannique et privatiser Hydro-Québec. Nous sommes d'avis que la privatisation d'Hydro-Québec incitera sa direction à prendre rapidement les mesures nécessaires pour améliorer la productivité et les résultats financiers de l'entreprise. Cette privatisation procurera beaucoup d'avantages aux Québécois dans la mesure où elle s'accompagnera également d'une réforme du rôle de la Régie de l'énergie et leur donnera la possibilité de choisir leur fournisseur d'électricité. Pour faciliter ce choix, il est essentiel que les tarifs d'électricité au Québec augmentent au prix du marché. Pour nous assurer que la société québécoise, plutôt que les futurs actionnaires d'Hydro-Québec, profite pleinement de cette hausse de tarif, nous proposons que 90 % des revenus additionnels qui proviendront de l'ajustement au marché des tarifs d'électricité soient versés en redevances annuelles au gouvernement du Québec. Le gouvernement touchera des redevances de 8,0 G\$ par année lorsque les tarifs auront atteint le seuil du marché et encaissera 24,7 G\$ de la vente progressive de ses actions d'Hydro-Québec. La privatisation va également permettre à la vérité des prix de jouer pleinement son rôle : si le gouvernement du Québec désire subventionner l'industrie de l'aluminium à l'avenir, il devra le faire explicitement en sollicitant des crédits de l'Assemblée nationale plutôt qu'en ordonnant à Hydro-Québec de le faire.

Faute d'adopter l'ensemble des mesures que nous proposons ici, la société québécoise laisse sur la table chaque année une somme de plus de 10 G\$, calculée comme suit :

Amélioration de la productivité	
d'Hydro-Québec :	2,1 G\$
Augmentation des redevances :	
	6,1 G\$
Subventions à l'industrie	
de l'aluminium :	2,0 G\$
Total :	10,2 G\$

Certains argumenteront que cette somme de 10,2 G\$ devrait être réduite d'un montant égal aux revenus que générera la hausse de tarif proposée. Il est clair que les consommateurs québécois d'électricité vont devoir payer plus cher leur électricité si on accepte notre proposition. Les consommateurs d'électricité vont réagir et s'adapter rapidement à la hausse de tarif proposée en réduisant leur consommation et en choisissant d'autres formes d'énergie mieux adaptées à leurs besoins comme nous en avons discuté au Chapitre 9. De plus, nous avons proposé d'indemniser totalement ou partiellement tous les clients résidentiels d'Hydro-Québec en leur octroyant 110 actions gratuites d'Hydro-Québec lors de l'inscription en Bourse de celle-ci.

Annexe 1 : Une brève description des entreprises-témoin

American Electric Power a son siège social à Columbus en Ohio. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à 5,2 millions de clients dans onze États : l'Arkansas, l'Indiana, le Kentucky, la Louisiane, le Michigan, l'Ohio, l'Oklahoma, le Tennessee, le Texas, la Virginie et la Virginie-Occidentale¹. Elle exploite également une flotte de barges qui transportent du charbon et des produits secs en vrac sur les rivières Illinois, Mississippi et Ohio². Nous avons exclu ces activités maritimes dans la mesure du possible.

Consolidated Edison a son siège social à New York. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à 3,5 millions de clients à New York, dans le comté de Westchester, dans le sud-est de l'État de New York et dans le nord du New Jersey. Elle distribue également du gaz naturel à 1,2 million de clients dans le même territoire. Enfin, elle offre un service de production de vapeur à Manhattan³.

Entergy a son siège social à la Nouvelle-Orléans en Louisiane. Elle produit, transporte et distribue de l'électricité à 2,7 millions de clients en Arkansas, en Louisiane, au Mississippi et au Texas. Elle exploite également une entreprise de distribution de gaz naturel qui compte environ 178 000 clients à Baton Rouge et à la Nouvelle-Orléans en Louisiane⁴.

Exelon a son siège à Chicago en Illinois. Elle produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 3,8 millions de clients dans le nord de l'Illinois, y compris dans la ville de Chicago, et à 1,6 million de clients en Pennsylvanie, y compris dans la ville de Philadelphie. Elle distribue également du gaz naturel à 480 000 clients dans les comtés qui entourent la ville de Philadelphie⁵.

FirstEnergy a son siège social à Akron en Ohio. Elle produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 4,5 millions de clients au Maryland, au Michigan, au New Jersey, en Ohio et en Pennsylvanie⁶. Elle a réduit de 31,85 % à environ 15 % son intérêt dans une filiale de communications en juillet 2007⁷.

Florida Power and Light (FPL) est la principale filiale du *FPL Group* qui a son siège social à Juno Beach en Floride. FPL produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 4,5 millions de clients le long des côtes est et sud-ouest de la Floride⁸. Le *FPL Group* compte une autre filiale importante, *FPL Energy Operations*, qui concentre ses activités dans la production d'énergie électrique pour les marchés concurrentiels sur l'ensemble du territoire américain. Nous avons, dans la mesure du possible, exclu les activités de cette seconde filiale.

Pacific Gas and Electric Company (PG&E) a son siège social à San Francisco en Californie. Elle produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 5,1 millions de clients dans le nord et le centre de la Californie. Elle achète, transporte et distribue également du gaz naturel à 4,3 millions de clients dans le même territoire. Elle perçoit 72 % de ses revenus grâce à ses activités dans le secteur de l'électricité⁹.

1. American Electric Power, Formulaire 10-K, 2007, p. A-2.

2. *Id.*, p. A-6.

3. Consolidated Edison, *Corporate Profile*, voir : <http://investor.conedison.com/phoenix.zhtml?c=61493&p=irol-homeprofile>.

4. Entergy, Formulaire 10-K, 2007, p. 173.

5. Exelon, Formulaire 10-K, 2007, p. 2, 17 et 20.

6. FirstEnergy, *Financial Report 2007*, p. 9.

7. *Id.*, p. 86 et 87.

8. FPL, Formulaire 10-K, 2007, p. 6.

9. PG&E, Formulaire 10-K, 2007, p. 1.

Pennsylvania Power and Light (PPL) a son siège social à Allentown en Pennsylvanie. Elle produit et vend de l'électricité en gros dans le nord-est et l'ouest des États-Unis (dans les États du Connecticut, de l'Illinois, du Maine, du Montana, de New York et de la Pennsylvanie). De plus, elle distribue de l'électricité à 1,4 million de clients en Pennsylvanie et à environ 2,6 millions de clients au Royaume-Uni. Nous avons exclu les clients du Royaume-Uni de notre analyse¹⁰.

Southern Company a son siège social à Atlanta en Géorgie. Elle produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 4,4 millions de clients dans quatre États du sud des États-Unis, soit l'Alabama, la Floride, la Géorgie et le Mississippi. Une filiale, *Alabama Power*, exploite pour ses propres fins une mine de charbon et vend des appareils électriques. Une autre filiale exploite un réseau sans fil¹¹.

Xcel Energy a son siège social à Minneapolis au Minnesota. Elle produit, achète, transporte et distribue de l'électricité à 3,3 millions de clients dans huit États du Midwest et de l'ouest des États-Unis, soit le Colorado, les Dakota du Nord et du Sud, le Minnesota, le Michigan, le Nouveau-Mexique, le Texas et le Wisconsin. Elle achète, transporte et distribue également du gaz naturel à 1,8 million de clients dans cinq États, soit le Colorado, le Michigan, le Minnesota, le Dakota du Nord et le Wisconsin. Elle perçoit 80 % de ses revenus grâce à ses activités dans le secteur de l'électricité. Les deux tiers de ses clients sont au Minnesota et au Colorado¹².

10. PPL, Formulaire 10-K, 2007, p. 1.

11. Southern, Formulaire 10-K, 2007, p. I-1.

12. Xcel Energy, Formulaire 10-K, 2007, p. 7 et 8.

Annexe 2 : La Standard Life, un exemple de démutualisation

La Standard Life¹ s'est démutualisée le 20 juillet 2006. Il y avait plus de 2 millions de détenteurs de polices avec participation (les membres) qui étaient admissibles à recevoir les 1,472 milliard d'actions qu'on avait réservées pour eux.

Plus de 70 % des membres ont choisi de conserver les actions reçues le 10 juillet 2006. Pour les inciter à le faire, le conseil d'administration avait décidé d'offrir une action gratuite pour chaque tranche de vingt actions obtenues lors de la démutualisation. Cette action gratuite leur a été distribuée le 20 juillet 2007 à condition qu'ils aient conservé leurs actions jusqu'à cette date. Les membres qui ont choisi de ne pas conserver leurs actions ont reçu une somme d'argent équivalant à la valeur de ces actions calculée selon le prix d'offre intégral payé par les investisseurs dans le cadre de l'offre institutionnelle.

L'entreprise souhaitait profiter de son appel public à l'épargne pour obtenir du capital additionnel de 1,1 milliard £ afin de poursuivre son

développement. Elle devait également obtenir le capital nécessaire pour rembourser les membres qui ont choisi de ne pas devenir actionnaires au moment de la démutualisation. Comme elle souhaitait avoir le plus d'actionnaires possible, elle a offert à ses membres et à tous ses clients qui n'étaient pas membres d'acquérir des actions avec un rabais de 5 % par rapport au prix d'offre intégral payé par les investisseurs dans le cadre de l'offre institutionnelle pour tout montant souscrit jusqu'à concurrence de 50 000 £. Ceux qui ont accepté cette offre préférentielle avaient également le droit de recevoir, après un an, une action gratuite pour chaque tranche de vingt actions souscrites dans la mesure où ils conserveraient ces actions pendant toute l'année. Plus de 160 000 membres et plus de 100 000 clients se sont prévalus de cette offre préférentielle. Cette offre a été tellement populaire que les souscripteurs n'ont obtenu que 70 % des actions désirées.

La Standard Life comptait en novembre 2006 plus de 1,5 million d'actionnaires qui étaient, à 99 %, aussi des clients de l'entreprise. 95 % de ses actionnaires étaient des individus et ils détenaient 65 % des 2 milliards d'actions émises lors de la démutualisation.

1. Les renseignements de cette annexe proviennent du prospectus émis pour permettre à la Standard Life d'inscrire ses actions à la Bourse de Londres le 10 juillet 2006 et du site Web de la compagnie.



À propos de l'auteur

Après des études à l'Université Laval et à la London School of Economics and Political Science, Claude Garcia s'est joint au ministère des Affaires sociales en 1969, ministère qu'il a quitté en 1978 alors qu'il était sous-ministre adjoint à la planification. Il a été associé chez Hébert, LeHouillier et associés, actuaires-conseils de 1978 à 1982. À partir de 1983, il a œuvré à titre de vice-président principal et actuaire à la compagnie d'assurance Standard Life et en a été le président des opérations canadiennes de juin 1993 à décembre 2004. Il a été membre du conseil d'administration de la Standard Life de janvier 2000 à décembre 2004. Désormais, en plus d'être administrateur de Cogeco, Cogeco Câble, Goodfellow, de la fiducie immobilière BTB et de l'Excellence, compagnie d'assurance-vie, il est président du conseil d'administration de l'Agence des partenariats public-privé du Québec et administrateur de la Caisse de dépôt et placement du Québec. Il agit aussi comme administrateur de l'Institut de recherches cliniques de Montréal et du Service de conciliation des assurances de personnes du Canada.



*Institut
économique
de Montréal*

Des idées pour enrichir le Québec