



HELIOS

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Les coûts de l'Entente Alcan : Un deuxième regard

**par Philip Raphals
Directeur général
Centre Hélios**

pour le CLD Manicouagan

21 septembre 2007



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLEAU DE MATIÈRES

1	Introduction	1
2	Questions méthodologiques	2
3	La modélisation de tarifs au Québec	4
3.1	L'évolution des coûts de fourniture d'HQD	6
3.2	L'évolution prévisible du tarif L	8
4	La modélisation des marchés d'exportation	9
4.1.1	<i>Description de l'étude.....</i>	<i>11</i>
4.1.2	<i>Résultats.....</i>	<i>13</i>
5	Analyse détaillée des coûts de l'Entente	17
5.1	Prêt sans intérêts sur 30 ans	17
5.2	Vente de 225 MW au tarif L (2010 à 2045)	19
5.3	L'extension du contrat de vente de 342 MW au tarif L (2024 à 2045)	21
5.4	Extension des droits sur la rivière Péribonka (2034 à 2058).....	22
5.5	Résumé de coûts de l'Entente (approche exportation)	25
6	Une subvention de qui ?	26
7	Sommaire	30

1 Introduction

Le 14 décembre 2006, le gouvernement du Québec et Alcan ont annoncé une entente pour l'implantation d'une aluminerie au Saguenay – Lac-Saint-Jean, incluant des conditions d'approvisionnement en électricité. En mars 2007, le gouvernement a rendu public le texte de l'Entente et publié les décrets 198-2007 et 199-2007 qui en précisent les termes et conditions.

Dès janvier 2007, deux professeurs du Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (GREEN) de l'Université Laval ont publié sur leur site internet un article dénonçant cette entente comme trop dispendieuse pour le nombre d'emplois créés (« l'article GREEN »). Selon les professeurs Jean-Thomas Bernard, titulaire de la Chaire en économie de l'énergie électrique, et Gérard Bélanger, du département d'économique, les subventions implicites à l'entente s'élèvent à 3,19 milliards \$, en valeur actualisée¹. Ils évaluent la subvention par emploi à 336 000 \$ par an, pendant 30 ans. Dans un article subséquent (« l'article IÉM »), ces chiffres ont été révisés à la baisse, à 2,7 milliards en valeur actualisée et à 274 338 \$ par emploi pendant 35 ans². Les détails de leurs calculs sont présentés dans des annexes disponibles sur internet^{3,4}.

La méthodologie qui sous-tend la plupart des calculs faits par Bernard et Bélanger est simple. On compare le prix d'un kWh vendu à Alcan au tarif L avec le prix qu'on pourrait obtenir en vendant ce même kWh sur les marchés d'exportation. Dans les deux cas, ce sont des valeurs de 2006 qui ont été utilisées⁵. Ainsi, les auteurs font implicitement la prémisse que l'écart entre le prix en exportation et le tarif industriel qui prévalait en 2006 durera jusqu'en 2058.

¹ Bernard, J-T et Bélanger, G., Aluminium : des subventions annuelles de 336 000 \$ par emploi pour 30 ans, (GREEN), janvier 2007.

² Bernard, J-T et Bélanger, G., *Les subventions aux alumineries : Des bénéfices qui ne sont pas à la hauteur*, (Institut économique de Montréal), avril 2007.

³ Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard, *Méthode de calcul des coûts de l'Entente entre Alcan et le Gouvernement du Québec*. [http://www.green.ulaval.ca/M%E9thode%20de%20calcul%20des%20co%FBts%20de%20l%27entente%20Alcan%20gouvernement%20du%20Qu%E9bec%20\(2\).doc](http://www.green.ulaval.ca/M%E9thode%20de%20calcul%20des%20co%FBts%20de%20l%27entente%20Alcan%20gouvernement%20du%20Qu%E9bec%20(2).doc)

⁴ Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard, *Annexe : Méthode de calcul des coûts de l'Entente entre Alcan et le Gouvernement du Québec (14 décembre 2006)*, <http://www.iedm.org/uploaded/pdf/annexe0407.pdf>.

⁵ C'est la révision à la baisse de l'estimation du prix moyen à l'exportation en 2006 (de 8,9 ¢/kWh à 7,98 ¢/kWh) qui explique la différence entre les résultats de janvier et de mars 2007.

Aucune justification n'est offerte pour cette prémisse, qui ne résiste pourtant pas à un examen approfondi. La dynamique qui fixe les prix sur les marchés américains et ontariens est très différente de la mécanique réglementaire qui fixe les tarifs au Québec. En fait, comme nous le verrons, grâce au fonctionnement du contrat patrimonial établi par la loi 116 (en vigueur depuis l'an 2000), le tarif L augmentera inévitablement plus rapidement que les prix sur les marchés nord-américains.

L'approche qui sous-tend l'estimation du GREEN de la valeur de la location des forces hydrauliques de la rivière Péribonka est également problématique, dans le sens qu'elle attribue l'ensemble de la plus-value due à l'exploitation hydroélectrique à l'État. À notre avis, une analyse plus nuancée s'impose.

Dans les pages qui suivent, nous tenterons de faire une estimation plus réaliste de la valeur nette de cette Entente qui durera jusqu'à 2058.

2 Questions méthodologiques

La méthodologie appliquée par Bernard et Bélanger découle d'une approche qu'ils ont développée au début des années 1990. Attaqués sur cette question par l'Association de l'aluminium du Canada, ils ont répondu :

Notre estimation respecte les règles d'art utilisées par les économistes. Un texte sur le sujet a été publié il y a plus de 15 ans dans une revue académique après évaluation par les pairs: « Aluminium ou exportation : de l'usage de l'électricité québécoise », *Analyse de politiques*, juin 1991, pp. 197-204. Toute personne en désaccord avec notre approche peut y publier sa position en se soumettant aux mêmes règles d'arbitrage par les pairs. Personne ne s'est manifesté jusqu'à ce jour. Notre approche a donc subi le test du temps⁶.

Cette méthodologie se résume comme suit :

Sur la base des informations disponibles, il est très difficile d'effectuer une analyse des coûts associés à un contrat d'exportation d'électricité ou à un contrat de fourniture d'électricité à une aluminerie. Par conséquent, nous ne pouvons pas nous prononcer sur la rentabilité propre à chacune de ces activités. Cependant, il est possible d'effectuer une analyse de leur différentiel de rentabilité. Du côté de la production, la nature du service à fournir est à peu près la même : livraison d'électricité garantie à haute tension avec

⁶ **Des comparaisons économiques bien fondées** : Mise au point par Gérard Bélanger et Jean-Thomas Bernard.
<http://www.green.ulaval.ca/Des%20comparaisons%20%E9conomiques%20bien%20fond%E9es.doc>

facteur de charge élevé, soit 75 pour cent en moyenne pour l'exportation et 80-95 pour cent pour une aluminerie. Les contrats ont également des durées semblables : 21 ans pour le contrat de 1 000 MW avec New York Power Authority et 24 ans pour les alumineries.

...

Le différentiel de rentabilité de ces deux projets peut donc être étudié uniquement sur la base de leurs revenus respectifs. ...⁷

Même pour ceux qui ne connaissent que vaguement la restructuration des marchés d'électricité qui a eu lieu aux États-Unis depuis dix ans, il est évident que ces conditions ne s'appliquent plus. Le « produit » avec lequel le contrat de fourniture doit être comparé n'est plus un contrat de 21 ans d'électricité garantie avec facteur de charge élevé. Ce type de contrat n'existe plus dans le Nord-est américain. Même si l'on veut faire le même type d'analyse, il faut comparer la fourniture aux alumineries avec des ventes futures dans une bourse où les prix varient constamment.

Toute prévision des prix futurs dans un tel marché, surtout à très long terme, comporte nécessairement un haut degré d'incertitude. Toutefois, de telles prévisions se font par des firmes spécialisées. Dans la section 5, nous ferons état d'un tel exercice mené récemment au nom d'une vingtaine de services publics américains.

De l'autre côté de l'équation, des changements structurels dans l'industrie de l'électricité au Québec qui ont eu lieu depuis 1991 ont aussi des incidences sur la méthodologie proposée. L'Entente de 2006, à l'encontre de celle étudiée en 1991, ne comporte pas un tarif fixe pour l'énergie fournie aux alumineries. Les prix à payer varient, du moins partiellement, en fonction du tarif L, tel que le fixera la Régie de l'énergie dans les années à venir.

Or, l'évolution des tarifs au Québec est affectée par des facteurs qui n'ont pas d'équivalent dans les marchés américains. La part croissante d'énergie « post-patrimoniale » dans les approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution fait en sorte que les tarifs au Québec croîtront inévitablement beaucoup plus rapidement que les prix de marché nord-américains.

Pour toutes ces raisons, il est clair que la méthodologie développée par Bélanger et Bernard en 1991 ne peut être appliquée telle quelle dans le contexte actuel.

⁷ Bélanger, G. et Bernard, J.-T., « Aluminium ou exportation : de l'usage de l'électricité québécoise », *Analyse de politiques*, juin 1991, pp. 199-200.

Si l'on retient, pour l'instant, la prémisse que le coût d'opportunité d'un kWh vendu à une aluminerie s'évalue sur la base des marchés d'exportation, il est quand même possible de procéder à une évaluation beaucoup plus rigoureuse. Pour ce faire, il faut estimer les prix qui seront payés par Alcan en vertu de l'Entente, année après année, ainsi que l'évolution future des marchés d'exportation. Nous ferons cet exercice dans la section 6.

Pour y parvenir, il faut établir des prévisions sur l'évolution d'une part du tarif L (section 4) et, d'autre part, des prix disponibles sur les marchés avoisinants (section 5).

Cette prémisse, qui est à la base de l'approche proposée par les professeurs Bernard et Bélanger, ne tient pas compte de la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, en vigueur depuis l'an 2000. Dans la section 7, nous examinerons de près les conséquences de ce changement sur les véritables coûts engendrés par l'Entente.

3 La modélisation de tarifs au Québec

Depuis l'entrée en vigueur de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, adoptée en 1996, la Régie de l'énergie fixe les tarifs d'électricité au Québec en fonction du coût de service d'Hydro-Québec. Depuis la modification de cette loi par la Loi 116 en 2000, c'est en fonction du coût de service de la division Hydro-Québec Distribution que les tarifs sont fixés⁸.

Le coût de service d'HQ Distribution est composé de trois éléments :

- le coût de fourniture d'électricité, composé de l'électricité patrimoniale (165 TWh à 2,79¢ le kWh) et de l'électricité post-patrimoniale (acquis sur appels d'offres, à un prix moyen estimé en 2007 de 8,6¢ le kWh⁹) ;
- une part importante du coût du service de transport, fixé dans les audiences tarifaires d'Hydro-Québec TransÉnergie (2 553 millions \$ en 2007) ;
- les coûts directs d'HQ Distribution, qui sont composés de :

⁸ Dans les faits, la Régie n'a jamais tenu audience pour fixer les tarifs d'Hydro-Québec avant que la loi 116 ne soit en vigueur.

⁹ Hydro-Québec Distribution, *Approvisionnements*, R-3644, HQD-2, document 2, p. 14.

- ses charges d'exploitation (1 213 millions de \$ en 2007) ;
- le rendement sur sa base de tarification, égal à la valeur aux livres de ses actifs multiplié par un taux de rendement (735 millions \$ en 2007) ;
- les autres charges, incluant les taxes, amortissements et achats de combustible (740 millions \$ en 2007).

Le tableau suivant donne une idée de l'évolution de ces coûts au cours des dernières années :

Tableau 1. L'évolution des revenus requis d'HQ Distribution 2001-08

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	%/an 2001-08
Coûts de fourniture	4 099	4 225	4 488	4 567	4 803	5 040	4 894	5 035	3,0%
patrimoniales	4 099	4 225	4 488	4 567	4 803	4 549	4 604	4 604	
post patrimoniales						238	664	556	52,8%
autres						253	-374	-125	
Coût de transport	2 313	2 313	2 313	2 313	2 313	2 313	2 553	2 664	2,0%
Coûts directs d'HQD	2 189	2 183	2 124	2 269	2 426	2 505	2 688	2 843	3,8%
charges d'exploitation	1 390	1 446	1 433	1 049	1 102	1 151	1 213	1 252	
rendement sur la base de tarification	799	737	691	621	683	629	735	790	
autres charges				599	641	725	740	801	
REVENUS REQUIS	8 601	8 721	8 925	9 149	9 542	9 858	10 135	10 542	2,9%

Notons d'abord que, globalement, les revenus requis d'HQD¹⁰ ont augmenté à un rythme de presque 3 % par année, bien au-delà de celui de l'inflation. Les coûts directs d'HQ Distribution augmentent de presque 4 % par année. Ses coûts de transport, qui ont été stables entre 2001 et 2006 (en raison de l'absence d'audiences tarifaires) ont augmenté rapidement depuis 2006. Toutefois, si on répartit cette croissance sur sept ans, ces coûts démontrent un taux de croissance similaire au taux d'inflation. Les coûts de fourniture, par contre, ont augmenté de 3 % par an en moyenne de 2001 à 2008.

Pour avoir une idée de l'évolution future des tarifs d'Hydro-Québec, il faut faire une prévision de l'évolution de chacun de ces éléments. Toutefois, étant donné que les consommateurs Grande

¹⁰ Les revenus requis représentent les revenus que HQD doit recevoir pour couvrir ses coûts et produire son rendement autorisé.

Puissance au tarif L sont branchés directement sur le réseau de transport, les coûts directs d'HQD ne figurent presque pas dans le calcul de ce tarif.

Aux fins de cet exercice, prenons l'hypothèse, très conservatrice, que les coûts directs d'HQD ainsi que les revenus requis du réseau de transport continueront d'augmenter au même rythme que l'inflation — autrement dit, qu'ils auront une croissance zéro en termes réels.

Les coûts de fourniture, par contre, démontrent un tout autre comportement. D'une part, il y a le composant patrimonial, dont les coûts demeureront stables pour l'avenir prévisible. Les coûts du composant post-patrimonial, dépendent des forces concurrentielles et suivent, dans une certaine mesure, ceux des marchés avoisinants (traités dans la section 5). Encore plus important, la quantité de cette énergie acquise chaque année découle directement de la croissance de la demande d'HQD.

Dans la prochaine section, nous aborderons ces éléments en détail.

3.1 L'évolution des coûts de fourniture d'HQD

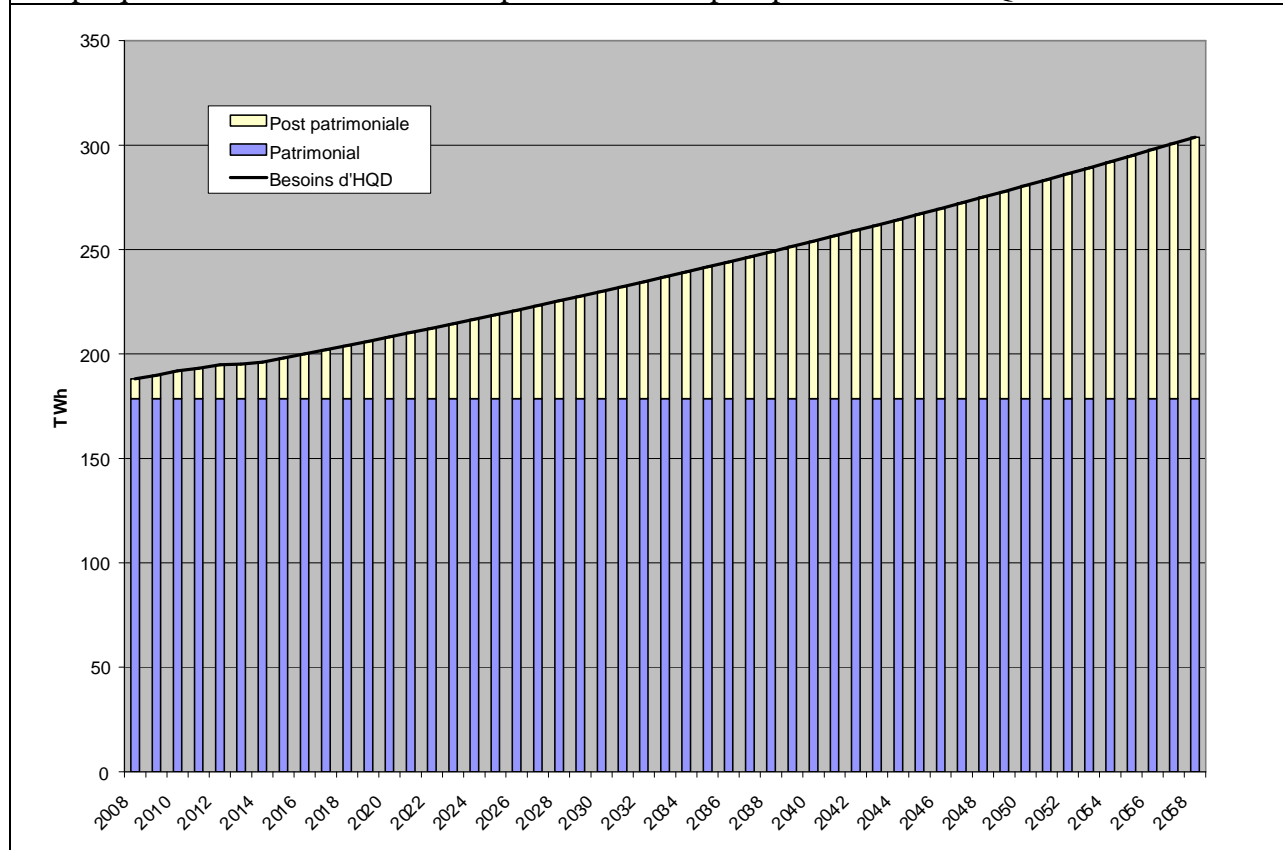
Comme déjà démontré, les coûts d'HQD pour l'achat d'énergie patrimoniale sont dorénavant fixes, ou à peu près. Année après année, HQD utilisera presque l'ensemble de l'énergie patrimoniale disponible¹¹ (178,9 TWh, incluant les pertes) et payera presque 4,6 milliards de \$ pour le faire. Converti en termes réels (\$ de 2008), avec l'hypothèse d'un taux d'inflation de 2 %, le coût de l'électricité patrimoniale diminuera à 1,7 milliard \$ en 2058.

Justement parce que le volume d'électricité patrimoniale est fixe, l'ensemble de la croissance des besoins d'HQD sera comblé par de l'électricité post patrimoniale. Le graphique suivant se base sur les prévisions d'HQD pour la prochaine décennie¹² et un taux de croissance annuelle de 1 % par la suite.

¹¹ Une certaine quantité d'électricité patrimoniale demeure non utilisée chaque année, pour des raisons techniques.

¹² Hydro-Québec Distribution, *État d'avancement du Plan d'approvisionnements*, Tableau 2.1, page 10 (18 octobre 2006).

Graphique 1. Croissance des besoins patrimoniaux et post patrimoniaux au Québec



Il est important de noter que le taux de croissance des besoins d'électricité post patrimoniale est beaucoup plus élevé que celui des besoins eux-mêmes. Pour les premiers dix ans, les besoins en électricité post-patrimoniale augmentent de plus de 10 % par année, en moyenne. Par la suite, ce taux de croissance diminue. Toutefois, il demeure au-delà de 5 % jusqu'en 2028, et au-delà de 2,5 % jusqu'en 2058.

Vu d'une autre façon, on constate que de 2008 à 2058, les besoins augmentent de 62 % (selon les hypothèses retenues) ; pendant cette même période, la quantité d'électricité post patrimoniale requise augmente d'un facteur de 12.

Le fait que le volume d'électricité patrimoniale augmente beaucoup plus rapidement que les besoins totaux, d'une part, et que ses coûts soient beaucoup plus élevés que ceux de l'électricité patrimoniale, de l'autre, font en sorte que les tarifs d'électricité québécois vont inévitablement augmenter à un rythme beaucoup plus élevé que l'inflation, et ce, pour le long terme.

Ce fait a des conséquences importantes pour l'évaluation du coût réel de l'Entente, comme nous le verrons dans la section 6.

À l'heure actuelle, les coûts de fourniture comptent pour à peu près 50 % des revenus requis d'Hydro-Québec Distribution. Avec notre hypothèse que les coûts directs de distribution et les coûts de transport demeureront stables en termes réels et en fonction de la modélisation du marché d'électricité en Nouvelle-Angleterre présentée à la prochaine section, la part des coûts de fourniture dans les revenus requis augmentera rapidement — de 50 % aujourd'hui à 73 % en 2058. D'ici là, la part de l'énergie post patrimoniale dans les coûts de fourniture augmentera de 14% en 2008 à 88 % en 2058. Ainsi, le rythme de croissance des revenus requis augmentera graduellement pour atteindre 2,3 % par année, toujours en termes réels, vers la fin de la période — et ce, toujours sous une hypothèse de croissance des besoins de seulement 1 % par année. Un taux de croissance plus élevé mènerait à une croissance des revenus requis sensiblement plus aiguë.

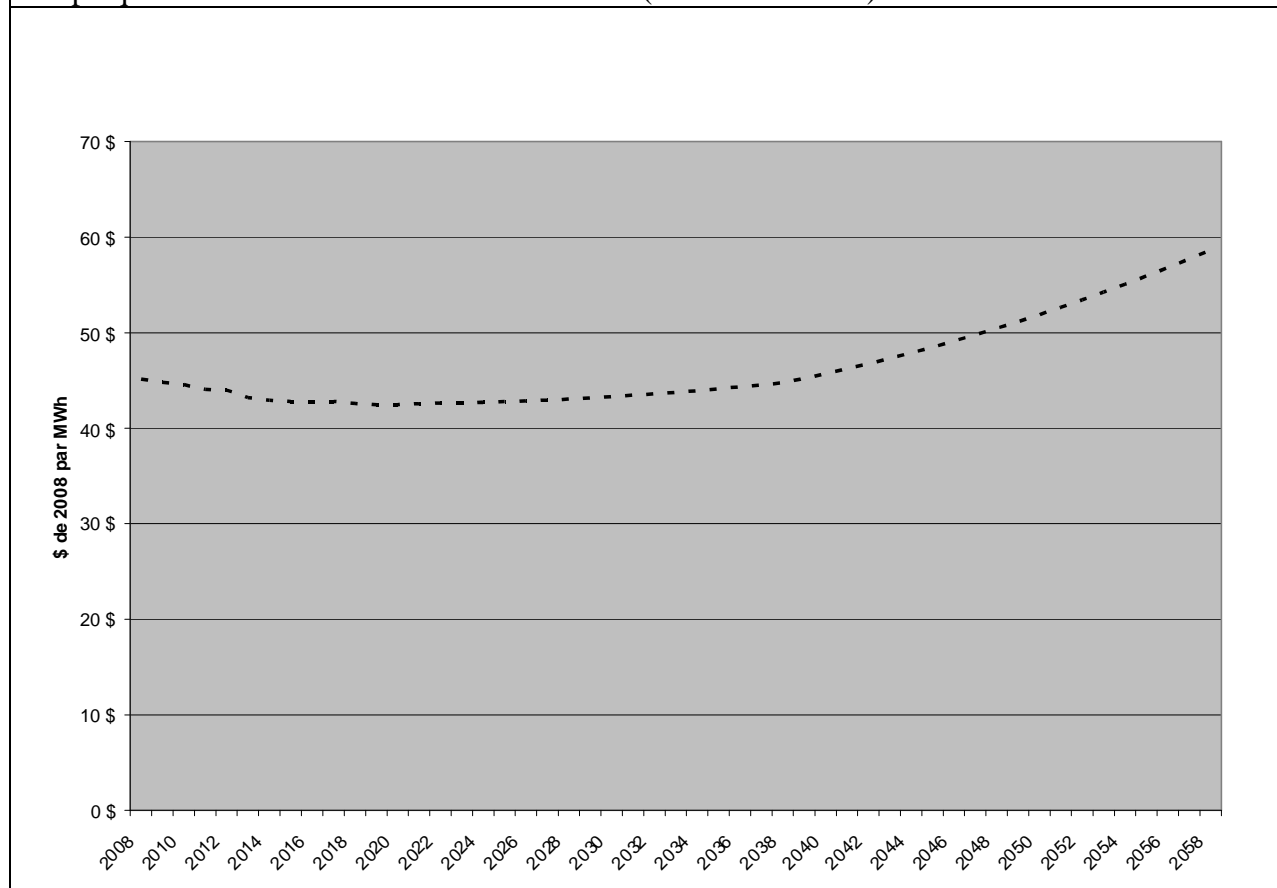
3.2 L'évolution prévisible du tarif L

Pour toutes ces raisons, le tarif moyen (les revenus requis divisés par les besoins en énergie) augmentera aussi, de presque 15 % en termes réels d'ici 2058. Étant donné que les grands consommateurs industriels sont branchés directement sur le réseau de transport, les revenus requis de fourniture et de transport, divisés par les besoins totaux, donnent donc une première approximation du tarif L¹³.

Paradoxalement, le taux de croissance du tarif L est plus élevé que celui du tarif moyen, pour la simple raison que les coûts de fourniture — qui augmenteront rapidement, en raison de la part croissante de l'énergie post patrimoniale — y comptent pour un pourcentage plus élevé. Le tarif L, calculé selon ces hypothèses, croîtra de 33 % en termes réels d'ici 2058. Son évolution est indiquée au prochain graphique. Dans les dernières années de cette période, le tarif L croîtra de 1,7 % par année, toujours en termes réels.

¹³ Pour tenir compte de l'interfinancement du secteur résidentiel garanti par la *Loi sur la Régie de l'énergie*, il faut également ajouter environ 16 % des coûts directs de distribution. Cette première approximation ne tient pas compte de l'allocation différentielle des coûts de transport ni de l'électricité post patrimoniale.

Graphique 2. Prévision de l'évolution du tarif L (dollars constants)



4 La modélisation des marchés d'exportation

Le Québec mise fort sur les marchés d'exportation d'électricité. La Stratégie énergétique du gouvernement du Québec et le Plan stratégique d'Hydro-Québec qui la reflète envisagent l'investissement de plusieurs milliards de dollars pour développer de nouvelles sources de production d'électricité au Québec, afin d'augmenter de façon très substantielle le volume d'électricité disponible pour vente sur les marchés externes.

À l'opposé des initiatives des années 90, ces ventes ne se feront pas par le biais de contrats de long terme, avec des termes et prix qui sont fixés à l'avance. Avec la restructuration des marchés d'électricité dans la plupart des juridictions qui nous entourent (dont New York, la Nouvelle-Angleterre et l'Ontario), les transactions du marché du gros en électricité se font maintenant surtout sur un marché de court et très court terme. En fait, sur ces marchés, un contrat « de long

terme » est maintenant un contrat de trois à cinq ans, plutôt que les contrats de 20 à 50 ans négociés dans les décennies antérieures.

À l'époque avant la restructuration, la méthodologie pour évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement était claire, les revenus futurs étant alors connus. Dans le contexte d'un marché de court terme, cependant, il n'y a aucune garantie quant aux revenus futurs. Comme dans toute autre industrie de production d'une commodité, le bien-fondé d'un investissement reste sur une estimation des prix du marché futurs.

Plus spécifiquement, dans le contexte de la Stratégie énergétique et du Plan stratégique, qui prévoit la mise en place de plusieurs grandes centrales hydroélectriques, pour lesquelles le délai d'approbation et de construction serait d'environ dix ans et la durée de vie de 40 à 50 ans, ces investissements seront amortis et rentabilisés par des revenus sur le marché court terme d'électricité entre 2015 et 2055, sinon plus. À cela s'ajoute la thèse avancée par certains qu'il serait plus rentable d'exporter les volumes d'électricité aujourd'hui consacrés aux industries énergivores. Toute analyse du bien-fondé de ces choix dépend d'une estimation des prix futurs dans ces marchés.

Dans ce contexte, il est plus que surprenant que le débat public entourant ces questions ne fasse aucunement référence aux prévisions à long terme des marchés énergétiques. Paradoxalement, cela semble être la conséquence de deux perceptions contradictoires. D'une part, on reconnaît que les facteurs qui influencent les marchés sont tellement complexes qu'il est illusoire de croire qu'une prévision de ces marchés à long ou à très long terme pourrait être crédible. D'autre part, et en même temps, on semble croire qu'il est tellement évident que les prix des biens énergétiques monteront sans cesse qu'il n'est même pas nécessaire de faire des prévisions détaillées.

Ainsi, dix ans de débat public sur la rentabilité de la construction des centrales hydroélectriques à vocation commerciale ont pu se faire en l'absence de toute prévision détaillée sur les marchés concernés. Il est peut-être surprenant d'apprendre que des prévisions de ce type sont préparées régulièrement par des firmes spécialisées. L'accès aux résultats de ces études se limite généralement à ceux qui les ont payées.

Toutefois, depuis quelques années, une vingtaine de services publics en Nouvelle-Angleterre se sont regroupés pour commanditer des prévisions de long terme des marchés d'électricité et de gaz pour leur région, sur une base annuelle. Leur but est d'estimer les coûts évités — coûts qu'on éviterait si l'on réduisait la demande — pour juger de la rentabilité des programmes d'efficacité

énergétique proposés. La plupart des services publics commanditaires utilisent donc les résultats à l'interne, mais quelques-uns rendent publique l'étude au complet, selon leurs politiques de transparence respectives.

4.1.1 Description de l'étude

Les commanditaires de cette étude, connus comme le Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group, incluent un grand nombre de services publics de Massachusetts, New Hampshire, Vermont, Rhode Island, Connecticut et Maine¹⁴.

En 2006, le AESC Study Group a confié l'étude sur l'évolution à long terme des prix de marché d'électricité et de gaz naturel à Synapse Energy Economics Inc., de Cambridge (Massachusetts)¹⁵.

L'analyse de Synapse du marché d'électricité de la Nouvelle-Angleterre repose sur le modèle *EnerPrise Market Analytics* de Global Energy Decisions. Le fonctionnement de ce modèle est décrit de la manière suivante :

This zonal locational marginal price-forecasting model (Market Analytics) simulates the operation of the energy and operating reserves markets, and produces forecasts of prices for each product. The model does not simulate the capacity market and, therefore, it does not require assumptions regarding the capital costs of new generation capacity, and the interconnection costs associated with such capacity. These assumptions were developed

¹⁴ Plus précisément, les sociétés commanditaires de cette étude incluent : Berkshire Gas Company, KeySpan Energy Delivery New England (Boston Gas Company, Essex Gas Company, Colonial Gas Company, et EnergyNorth Natural Gas, Inc.), Cape Light Compact, National Grid USA, New England Gas Company, NSTAR Electric & Gas Company, New Hampshire Electric Co-op, Bay State Gas and Northern Utilities, Northeast Utilities (Connecticut Light and Power, Western Massachusetts Electric Company, Public Service Company of New Hampshire, et Yankee Gas), Unitil (Fitchburg Gas and Electric Light Company et Unitil Energy Systems, Inc.), United Illuminating, Southern Connecticut Gas et Connecticut Natural Gas. D'autres membres du groupe incluent les États de Maine et du Vermont, Connecticut Energy Conservation Management Board, Massachusetts Department of Public Utilities, Massachusetts Division of Energy Resources, Massachusetts Low-Income Energy Affordability Network (LEAN) ainsi que d'autres ONG de cette État, New Hampshire Public Utilities Commission, et la Rhode Island Division of Public Utilities and Carriers.

¹⁵ Hornby, R., Swanson, C.V., Drunsic, M., White, D.E., Chernick, P, Biewald, B., et Kallay, J., *Avoided Energy Supply Costs in New England : 2007 Final Report*, prepared for Avoided-Energy-Supply-Component (AESC) Study Group, 231 pages (y compris les annexes); Synapse Energy Economics, Inc..

as part of the forecast of the prices for products in the capacity market and are discussed in the next section.

Market Analytics took as inputs the monthly regional fuel price forecasts reviewed in the first three sections (including the regional natural gas forecast and regional forecasts for petroleum products, coal and fuel wood). Other inputs as discussed in the Inputs section below were incorporated in order to produce an avoided electric energy cost forecast by state.

...

Market Analytics uses the PROSYM simulation engine to produce optimized unit commitment and dispatch options. The model is a security-constrained chronological dispatch model that produces detailed and accurate results for hourly electricity prices and market operations.¹⁶

The basic geographic unit in PROSYM is a sub region of a control area, called a "transmission area." Transmission areas are defined in practice by actual transmission constraints within a control area. That is, power flows from one area to another in a control area are governed by the operational characteristics of the actual transmission lines involved. New England, for example, consists of eleven transmission areas, including Southwest Connecticut as a zone. The service territories of the New England distribution utilities are mapped onto the transmission areas, and hourly load data is entered into PROSYM by distribution utility area. PROSYM can also simulate operation in any number of control areas. Groups of contiguous control areas were modeled in order to capture all regional impacts of the dynamics under scrutiny.

PROSYM uses highly detailed information on generating units. Data on specific units in the Market Analytics database are based on data drawn from various sources including the US Energy Information Administration (EIA), US Environmental Protection Agency (EPA), North American Electric Reliability Corporation (NERC), Federal Energy Regulatory Commission (FERC), and ISO New England databases as well as various trade press announcements and Global Energy's own insight. Total existing capacity in the Market Analytics database was compared with the 2007 CELT report⁵¹ and found to be reasonably consistent.

Les prévisions du prix du gaz naturel, qui influent beaucoup sur les prix des marchés d'électricité, reposent sur celles publiées par la Energy Information Administration du département fédéral d'énergie (DOE), dans son *Annual Energy Outlook 2007*. Ce document présente plusieurs scénarios. Pour des raisons exposées dans le rapport, Synapse a jugé bon de baser ses prévisions sur le « Slow Technology Case » scénario, qui est plus pessimiste que le Scénario de référence à l'égard des coûts et de la productivité des activités futures d'exploration

¹⁶ Ibid., p. 5-1.

pour le gaz¹⁷. Les prévisions de Synapse sont donc plus conservatrices (de la perspective de leurs clients, des services publics de la Nouvelle-Angleterre) que celles du scénario de référence de l'EIA, en prévoyant des prix relativement plus élevés. De la perspective de l'exportateur québécois, par contre, on peut les qualifier d'optimistes, pour ces mêmes raisons.

4.1.2 Résultats

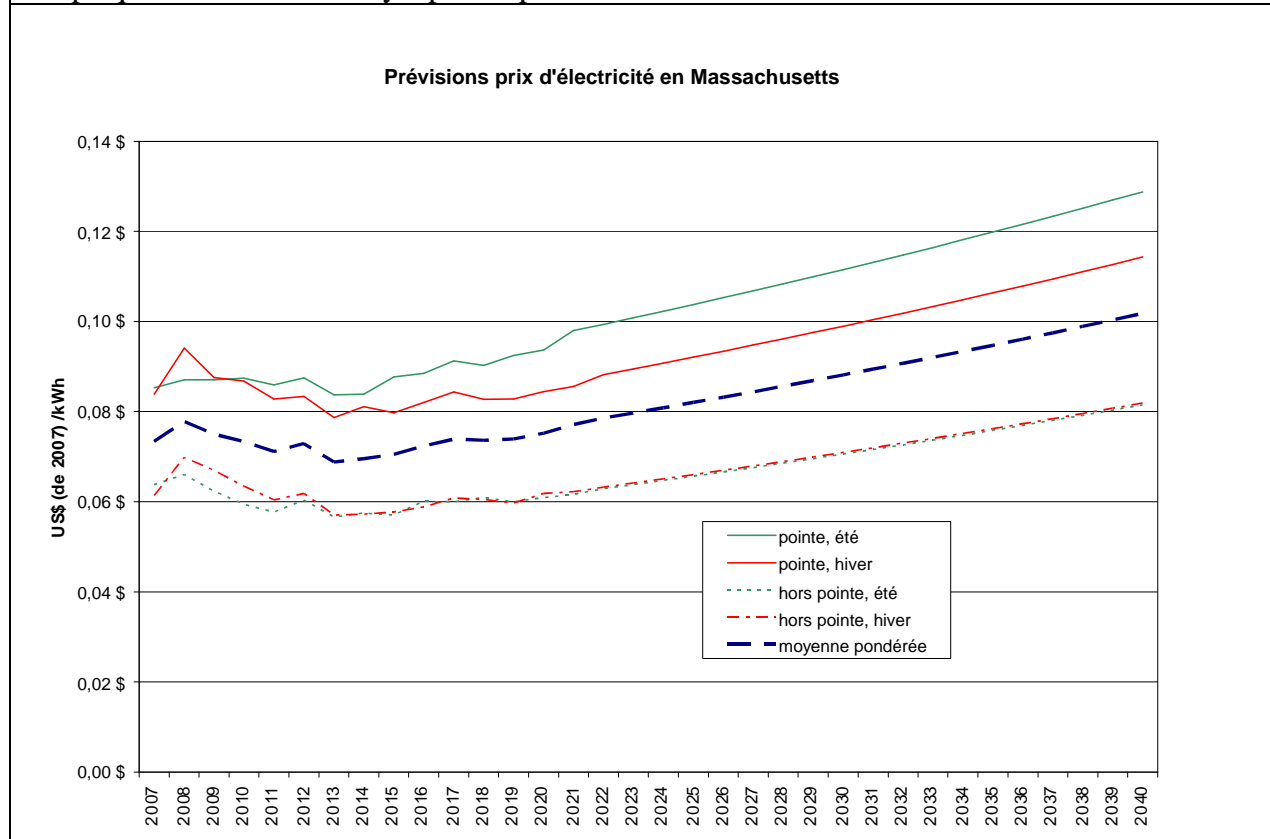
Les prévisions de Synapse couvrent quatre catégories de vente — pointe et hors pointe, été et hiver¹⁸. Nous avons regroupé ces prévisions dans une moyenne pondérée, en fonction du nombre d'heures de chaque catégorie, qui représente donc le coût évité pour une charge constante.

Le graphique suivant indique les prix moyens du marché de gros du Massachusetts, selon l'étude de Synapse. Comme expliqué ci-dessus, le modèle reproduit le fonctionnement du réseau et de la bourse de l'électricité pour chaque heure de chaque année, en fonction notamment des prix prévus des combustibles, notamment du gaz naturel.

¹⁷ Ibid., p. 2-6.

¹⁸ La période de pointe est définie comme étant de 6h à 22h, du lundi au vendredi ; l'été inclut les mois de mai à août.

Graphique 3. Prévision de Synapse du prix de la bourse d'électricité au Massachusetts



Selon ces prévisions, les prix baisseront dans chacune des quatre catégories de vente de 2008 à 2013, avec des diminutions allant jusqu'à 21 % en hiver. Par la suite, une légère croissance est prévue pour la prochaine décennie, surtout aux heures de pointe en été.

Il est intéressant de noter que jusqu'en 2022 environ, une augmentation des prix en termes réels est prévue seulement pour les heures de pointe en été. Ainsi, pour la prévision pondérée, le prix en 2022 est au même niveau que celui de 2008¹⁹. À partir de 2022, Synapse prévoit une augmentation de 1 % par année, en termes réels²⁰.

¹⁹ Le « bump » en 2008 ainsi que la baisse des prix dans les années subséquentes reflètent les espérances du marché à l'égard de l'équilibre offre-demande du gaz naturel pour ces années. Synapse, p. 2-8.

²⁰ Les prévisions intègrent une modélisation fine des marchés d'électricité et du gaz jusqu'en 2022 seulement.

Comme avec toute prévision, il y a beaucoup d'incertitude dans ces résultats, et il va de soi que d'autres modèles pourraient donner des résultats différents. Toutefois, il importe de souligner que le scénario de référence retenu par Synapse est **pessimiste** quant aux coûts des approvisionnements futurs de gaz naturel, relativement au scénario de référence de l'Annual Energy Outlook 2007 du gouvernement américain. Autrement dit, les prévisions du prix de gaz naturel, et donc celles de l'électricité qui en découlent, sont **plus élevées** que le scénario de référence de l'AEO. Il s'agit donc d'une prévision relativement **optimiste** quant aux prix d'exportation de l'électricité québécoise.

Il importe de souligner qu'il s'agit de prévisions du prix de la bourse (*market clearing price*), qui tient compte implicitement des coûts de production et de congestion ainsi que des pertes de transport à la marge, aux États-Unis. Pour estimer la valeur d'un kWh pour un exportateur au Québec, il faut soustraire le tarif de transit sur le réseau NEPOOL (US\$4,03/MWh), le tarif de transit de TransÉnergie (CA\$8,32/MWh) et les pertes sur le réseau TransÉnergie (US\$3,36/MWh)²¹.

Nous faisons l'hypothèse que les tarifs de transport américains augmenteront de 1 % par an en termes réels — une hypothèse conservatrice, étant donné la perception largement répandue que les réseaux américains de transport auront besoin d'investissements importants dans les années à venir, dû à leur vétusté et leur besoin de capacité additionnelle. Nous présumons par contre que les tarifs de transport de TransÉnergie resteront stables, en termes réels.

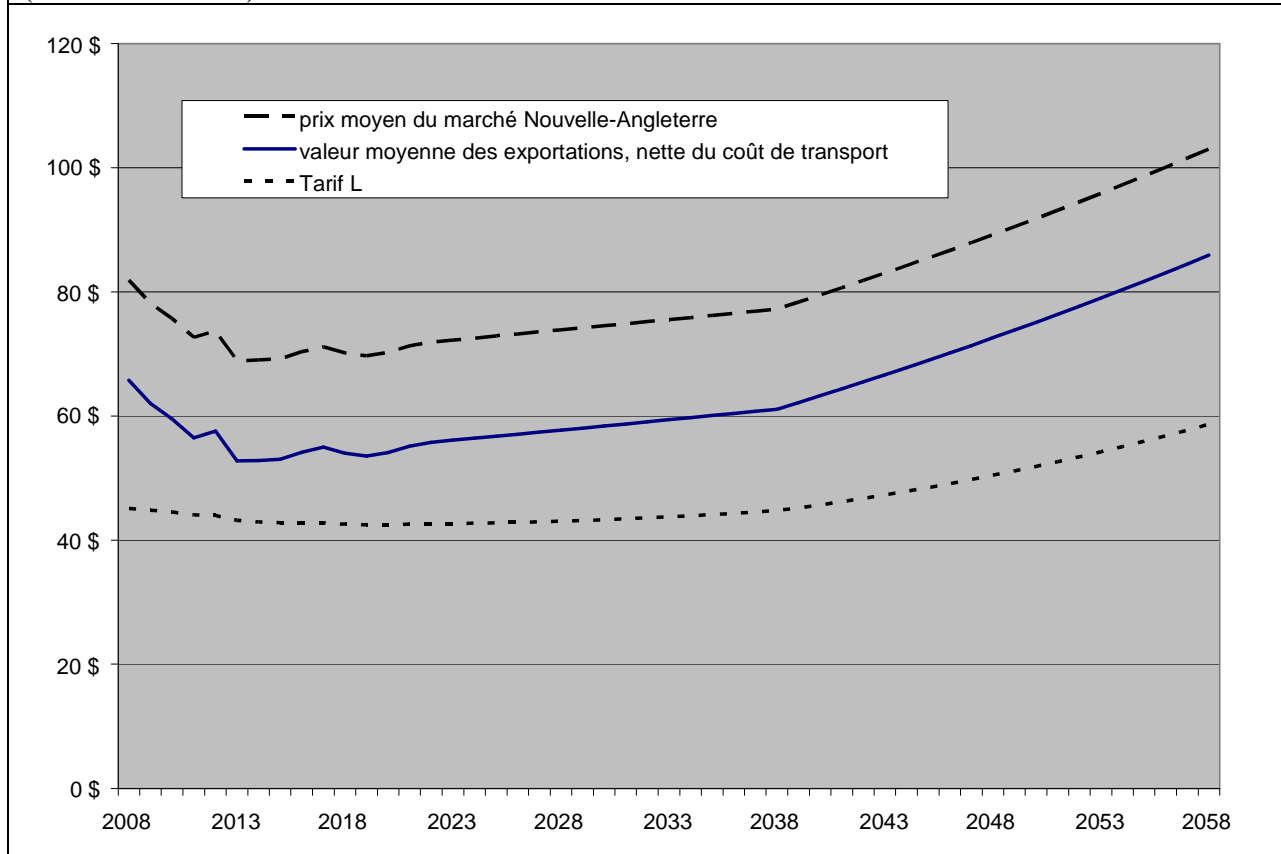
Finalement, nous faisons l'hypothèse que le taux de change continuera de s'améliorer graduellement, avant de se stabiliser à 1,10 \$ en 2010.

Ces coûts additionnels ont l'effet de réduire les prix de vente pour HQP d'environ CA\$16/MWh en 2007, par rapport aux prix de la bourse ; il est prévu que ce coût additionnel augmente à CA\$18,60/MWh en 2058. Ainsi, les revenus prévus de la vente additionnelle d'énergie de base diminuent de CA\$66/MWh en 2008 à \$53/MWh en 2013, pour revenir à leur niveau actuel autour de 2042. Après, ils augmentent jusqu'à CA\$85/MWh en 2058 (toujours en dollars de 2008), comme le démontre la ligne noire du prochain graphique. Les tirets indiquent le prix

²¹ Régie de l'énergie, Décision D-2007-13 (26 février 2007), Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (R-3624-06), pages 10 et 20.

moyen de la bourse de Nouvelle-Angleterre pour l'énergie de base ; la ligne pointillée rappelle l'évolution du tarif L, telle qu'indiquée au graphique 2.

Graphique 4. Valeur moyenne des exportations d'énergie de base, nette du coût de transport (dollars constants)



Soulignons que cette analyse ne tient pas compte de la relation inverse entre les volumes et les prix d'exportations²².

²² Voir Raphals, P., Commentaires sur les prix disponibles sur les marchés d'exportation d'Hydro-Québec Production, 27 août 2007, 12 pages.

5 Analyse détaillée des coûts de l'Entente

Les rapports des professeurs Bernard et Bélanger font état de six éléments principaux de l'Entente. Les valeurs pour chacun, en coût annuel et en valeur présente, sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau 2.

	GREEN ²³	IÉM ²⁴	
	coût annuel (30 ans)	coût annuel (35 ans)	valeur présente
i) Prêt sans intérêt sur 30 ans	30 000 000 \$	30 000 000 \$	381 000 000 \$
ii) Avantages fiscaux de 112 000 000 \$	8 821 561 \$	8 489 383 \$	112 000 000 \$
iii) Vente de 225 MW	81 599 400 \$	65 264 934 \$	861 037 000 \$
iv) Extension de la vente de 342 MW de 2024 à 2045	37 671 928 \$	28 980 100 \$	382 333 000 \$
v) Location des forces hydrauliques de la rivière Péribonka (900 MW) de 2034 à 2058	93 072 191 \$	73 276 410 \$	966 732 000 \$
vi) Redevance sur la nouvelle technologie	-2 000 000 \$	-1 925 271 \$	-25 400 000 \$
TOTAL	249 165 080 \$	204 085 556 \$	2 677 702 000 \$
Coût moyen par emploi	336 710 \$	274 338 \$	3 618 361 \$

Nous n'avons aucun commentaire à formuler à l'égard des items ii) et vi). Dans les prochaines sections, nous examinons en détail les calculs avancés sur les items i), iii), iv) et v), qui s'appuient tous sur les valeurs disponibles dans les marchés d'exportation d'électricité.

5.1 Prêt sans intérêts sur 30 ans

L'Entente prévoit un prêt sans intérêts de 400 millions de \$, sur 30 ans. Les auteurs du GREEN évaluent le coût annuel aux contribuables de ce prêt en multipliant ce montant par 7,5 %, pour un coût annuel de 30 millions \$.

²³ Bernard, J.-T. et Bélanger G., Méthode de calcul des coûts de l'Entente entre Alcan et gouvernement du Québec, 14 décembre 2006 (janvier 2007). Ces valeurs utilisent le prix d'exportation de 8,9 ¢/kWh.

²⁴ Bernard, J.-T. et Bélanger G., Méthode de calcul des coûts de l'Entente entre Alcan et gouvernement du Québec, Annexe à *Les Subventions aux alumineries : des bénéficiaires qui ne sont pas à la hauteur*, Institut économique de Montréal (avril 2007). Ces valeurs utilisent le prix d'exportation de 7,98 ¢/kWh.

Le choix du taux de 7,5 % est expliqué dans une note à l'article du IÉM comme suit :

Nous calculons les coûts en valeur présente en 2008 ... en utilisant un taux réel d'escompte de 7.5 %. Ce taux correspond au rendement qu'Hydro-Québec Distribution doit réaliser sur le capital de son actionnaire (le gouvernement québécois) d'après la Régie de l'énergie.

En fait, le taux de rendement selon la décision citée (de 2003) était de 9,30 %, composé d'une prime de risque de 3,4 % par rapport au taux des obligations à long terme de 6,0 %²⁵.

Dans le dossier tarifaire 2008, maintenant devant la Régie, Hydro-Québec Distribution propose un taux de rendement de 7,80 %, composé de :

- un taux de rendement sans risque de 4,35 % basé sur les prévisions du taux des obligations 10 ans du gouvernement du Canada du *Consensus Forecast* de mai 2007, majoré de l'écart moyen entre les obligations 10 ans et 30 ans du gouvernement du Canada, tel qu'observé le mois précédent la prévision du *Consensus Forecast* ;
- la prime de risque, telle qu'établie par la Régie dans sa décision D-2003-93 à 3,405 %²⁶.

Or, la prime de risque représente en quelque sorte le risque d'affaires d'Hydro-Québec Distribution. Elle n'a donc rien à voir avec le coût pour le gouvernement d'offrir un prêt sans intérêt. Il serait plus approprié d'évaluer ce coût en fonction des coûts d'emprunt du gouvernement du Québec.

Le rendement sur les obligations de 30 ans du gouvernement du Québec est maintenant autour de 4,97 %. À ce taux, le coût annuel du prêt à long terme n'est pas 30 millions \$ mais plutôt 19,9 millions \$. Selon cette interprétation, la valeur présente de ce prêt s'évalue à 250 millions \$, une diminution de 131 millions \$ par rapport à la valeur de 381 millions \$ que lui attribuent les professeurs Bernard et Bélanger.

²⁵ Régie de l'énergie, D-2003-93, page 75.

²⁶ R-3644-07, HQD-10, document 3, page 4.

5.2 Vente de 225 MW au tarif L (2010 à 2045)

La vente de 225 MW additionnels de puissance et d'énergie est décrite à l'Annexe 2 du Décret 199-2007²⁷. La période contractuelle est de 35 ans, de 2010 à 2045²⁸. Le tarif sera le tarif L Grande Puissance en vigueur pour la première année de livraison, indexé jusqu'en 2029 en fonction du Producer Price Index for Finished Goods aux États-Unis (50%) et l'IPC au Canada (50%)²⁹. En 2030, ce prix sera réinitialisé en fonction du tarif L en vigueur en ce moment. Ensuite, le même type d'indexation aura lieu jusqu'en 2045.

Selon les professeurs du GREEN, le coût annuel de cette Entente devrait être évalué comme suit :

$$V = 225\,000 * (a - b) * 8760 \text{ heures} * c$$

où a = le prix moyen des exportations d'Hydro-Québec en 2006 (évalué à 8,9 ¢/kWh en janvier 2007, et à 7,98 ¢/kWh en février 2007),

b = le prix moyen au tarif L en 2006 (4,3 ¢/kWh) et

c = le facteur d'utilisation estimé à 90 %

Comme noté dans l'introduction, ce calcul présume que l'écart entre le prix à l'exportation et le tarif L restera constant pour la durée du contrat.

Pour éviter cette hypothèse excessivement simpliste, nous proposons de faire le même calcul pour chaque année de l'Entente, en fonction des prévisions présentées ci-dessus. Pour la valeur a), nous utilisons les valeurs prévisionnelles des revenus d'exportation, telles qu'expliquées à la section 5. Il s'agit de la courbe en tirets du graphique 3, qui indique les prix nets disponibles pour l'exportation de l'énergie de base, en dollars constants de 2008.

²⁷ Décret 199-2007, Concernant la fixation de conditions auxquelles l'électricité est distribuée à Alcan inc. à l'égard du contrat conclu le 9 février 1998 avec Hydro-Québec ainsi qu'à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 225 MW, *Gazette officielle du Québec*, 14 mars 2007, p. 1696.

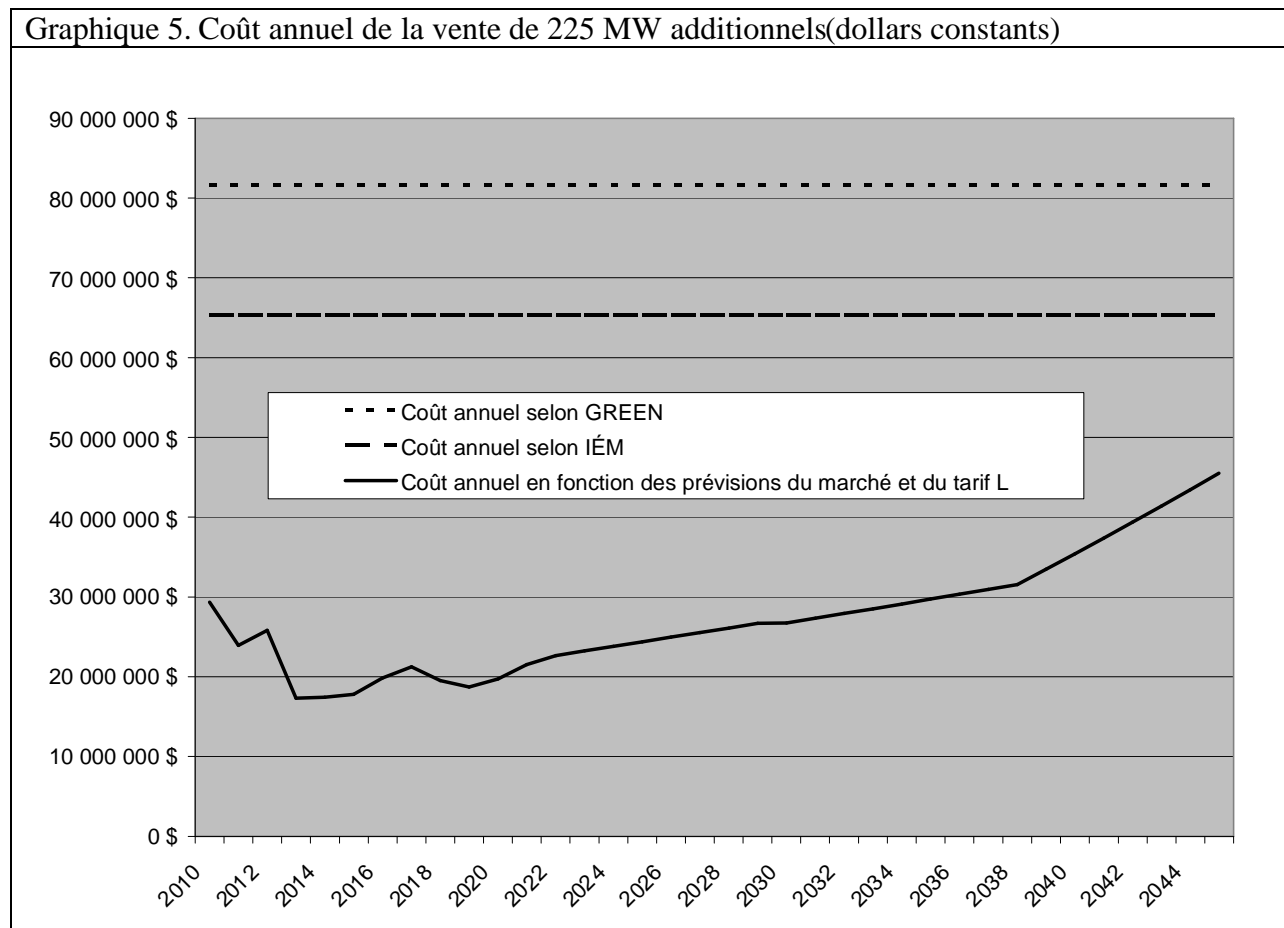
²⁸ Alcan peut reporter le début des livraisons jusqu'à 2016, sans toutefois pouvoir reporter la fin des livraisons.

²⁹ Si le tarif L en vigueur dans une année donnée est moindre que ce prix indexé, c'est le tarif L qui sera appliqué.

Pour les valeurs b), jusqu'à l'année 2030 nous utilisons le tarif L actuel de 4,3 ¢/kWh, en supposant que l'indexation prévue à l'Entente (50 % du PPI plus 50 % de l'IPC) sera équivalente à l'inflation. Le prix selon l'Entente demeure donc constant en termes réels.

En 2030, par contre, le prix est réinitialisé au tarif L en vigueur en 2030 (toujours exprimé en dollars de 2008). Selon notre modélisation, cette réinitialisation ne fait pas grande différence, parce que le tarif L aurait diminué légèrement pendant 10 ans et aurait ensuite remonté pour n'atteindre le prix d'aujourd'hui qu'en 2038. À partir de cette date, par contre, le tarif L augmente rapidement, avec l'augmentation de la part de l'électricité post-patrimoniale dans les approvisionnements totaux.

Les résultats de ces deux approches sont indiqués dans le graphique suivant.



5.3 L'extension du contrat de vente de 342 MW au tarif L (2024 à 2045)

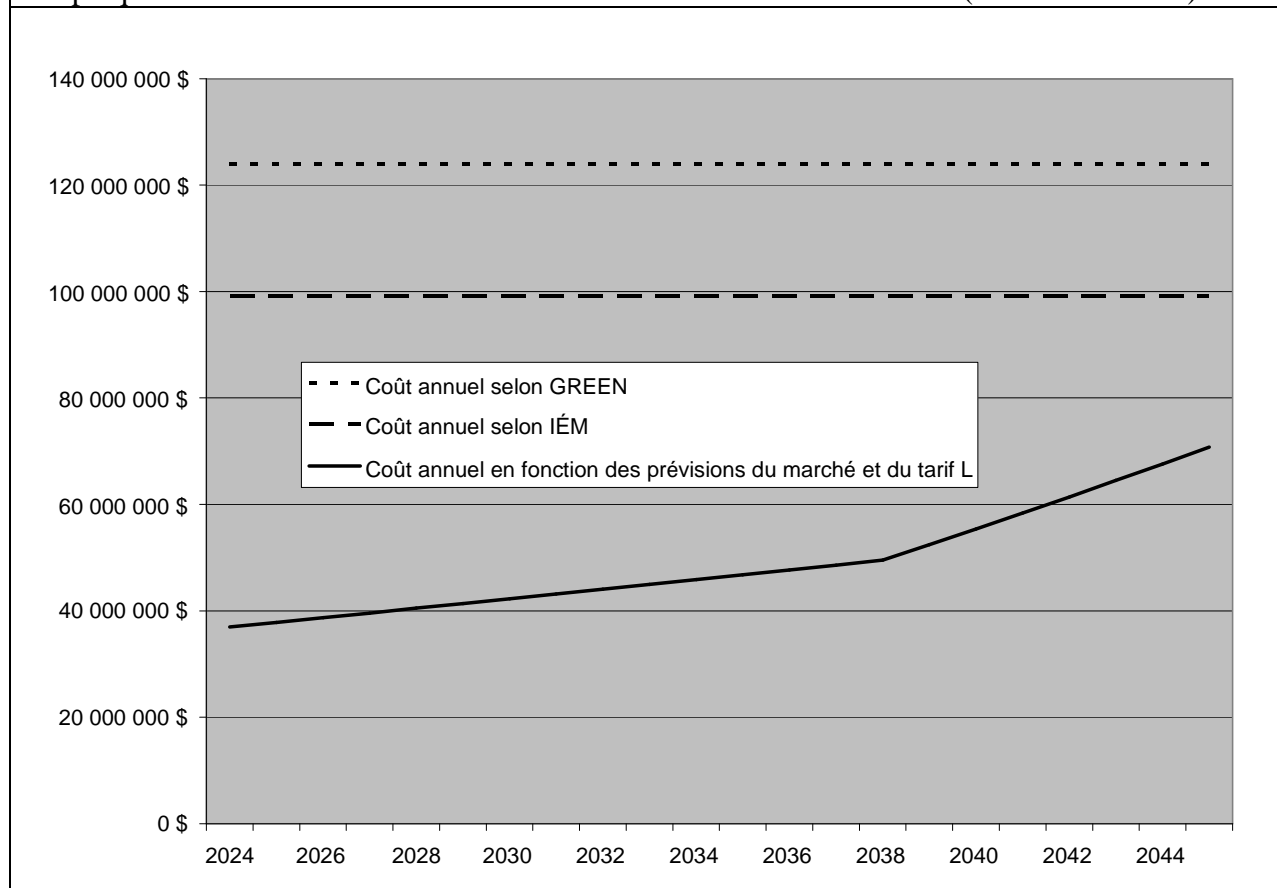
Les termes et conditions de l'item iii), l'extension du contrat existant de 2024 à 2045, sont très similaires à ceux de l'item ii). Ici, la réinitialisation du contrat existant se fait en 2023. Les méthodes de calcul, tant du côté GREEN que de notre côté, demeurent identiques à celles décrites dans la section précédente.

Notons par ailleurs que les auteurs du GREEN annualisent sur 30 ans les bénéfices tarifaires obtenus sur 21 ans (de 2024 à 2045). Ce choix méthodologique a tendance à exagérer les coûts annuels reliés à cet élément. Toutefois, en exprimant ce coût en termes de sa valeur présente, l'article IÉM évite cette difficulté.

Les résultats se trouvent dans le graphique 6³⁰. Encore une fois, notre modélisation suggère des coûts de l'Entente sensiblement moins élevés que la méthode appliquée par les professeurs Bernard et Bélanger.

³⁰ Dans la référence citée à la note 3 (janvier 2007), les auteurs citent une valeur de 37 671 928 \$ pour le coût annuel de cet élément. Il n'y a pas de contradiction ; ce chiffre représente le paiement annuel pendant 30 ans, à partir de 2008, du flux monétaire illustré dans le graphique.

Graphique 6. Coût annuel de l'extension du contrat de vente de 342 MW (dollars constants)



5.4 Extension des droits sur la rivière Péribonka (2034 à 2058)

Le contrat signé entre le gouvernement de Québec et Alcan en 1984 incluait un bail sur les forces hydrauliques de la rivière Péribonka permettant la production de 900 MW, qui dure jusqu'à 2033. Il comporte également une option pour l'extension du bail jusqu'en 2058, à condition qu'Alcan réalise avant 2015 certains investissements liés à l'expansion de sa capacité. Ces investissements ayant déjà été faits, le Décret 198-2007 présente l'extension du bail comme une simple reconnaissance que les conditions pour l'option de renouvellement accordée en 1984 ont été remplies. Toutefois, les modalités et conditions de cette prolongation ne sont pas fixées dans le bail original. Dans l'analyse qui suit, nous présumons que le maintien des termes et conditions du bail représente une nouvelle concession, pour laquelle nous devons comptabiliser le prix.

Les professeurs Bernard et Bélanger calculent la subvention implicite dans l'extension du bail sur les forces hydrauliques comme suit :

$$V = 900\,000 * (a - d - e) * 8760 \text{ heures}$$

où a = le prix moyen des exportations d'Hydro-Québec en 2006 (évalué à 8,9 ¢/kWh en janvier 2007 et à 7,98 ¢/kWh en février 2007),

d = le coût de production d'Alcan, estimé à 1,0 ¢/kWh, et

e = la somme de la redevance statutaire (0,25 ¢/kWh) et de la redevance contractuelle (0,02 ¢/kWh) payée par Alcan selon la Loi en vigueur.

Quelques observations s'imposent.

Quoiqu'aucune explication ne soit fournie à l'égard du bien-fondé de cette formule, on peut en déduire les prémisses suivantes. Implicitement, cette approche présume que, en l'absence de l'Entente, à partir de 2034, l'État québécois prendra possession des centrales de 900 MW sur la rivière Péribonka sans aucun paiement, tout en assumant un coût d'exploitation de 1,0 ¢/kWh. Ensuite, l'État opérera cette centrale jusqu'en 2058, sans aucun investissement additionnel, à un facteur d'utilisation de 100 %, en exportant la totalité de l'électricité produite, sans pertes ni coûts de transport au Québec, sur les marchés américains. Ainsi, l'État obtiendra la valeur de l'exportation (a) moins ses coûts d'opération de la centrale, moins les redevances qu'il ne touchera plus.

Cette approche ne peut être retenue, étant donné l'option pour l'extension du bail déjà accordée dans le bail de 1984. Alcan ayant déjà rempli les conditions de cette option, le gouvernement n'avait pas le choix d'étendre le bail jusqu'en 2058.

L'existence de l'option pour l'extension du bail affecte également le calcul de coût par emploi. Si Alcan avait le droit de renouveler ce bail, on ne peut pas prétendre que les coûts attribués à son extension font partie des coûts pour la création de ces 740 emplois. Rappelons que, dans l'analyse du GREEN, les coûts liés à l'extension du bail s'élèvent à presque un milliard de dollars, soit plus du tiers des coûts totaux de l'Entente.

Cela dit, on peut quand même discuter le prix pour cette extension, qui n'a pas été précisé dans le bail de 1984. L'État québécois aurait-il dû exiger un prix plus élevé ? Le cas échéant, on aurait pu comptabiliser la différence entre ce prix hypothétique et le prix selon l'Entente, comme

faisant partie des coûts de l'Entente. La question de fond est donc : quel est le juste prix que l'État devrait faire payer à un producteur privé d'électricité pour l'utilisation des forces hydrauliques qui lui appartiennent ?

Il s'agit d'une question qui se pose dans toutes les juridictions du monde où les forces hydrauliques sont exploitées pour la production d'électricité. Une revue systématique des pratiques nord-américaines ou internationales à l'égard de la facturation pour l'utilisation des forces hydrauliques dépasse de loin la portée de la présente étude. Cela dit, on peut affirmer sans danger que l'approche implicite dans ces calculs, où l'État réclame à titre de royautés sur les forces hydrauliques *la totalité* de la plus-value qu'une centrale peut produire, n'existe nulle part en Amérique du Nord, ni ailleurs.

Dans les juridictions que nous connaissons, les pratiques historiques ressemblent plutôt à celle du Québec : l'État octroie des forces hydrauliques aux promoteurs en échange de paiements plutôt symboliques. Cela dit, dans la foulée de la restructuration des marchés d'électricité, qui a pour but de remplacer les structures traditionnelles par d'autres basées sur une conception plus économique de marchés, il existe en fait une tendance à revaloriser les forces hydrauliques. Ainsi, par exemple, en Ontario, où le processus de restructuration mis en place par le gouvernement de Mike Harris a vu la privatisation de certaines des centrales hydrauliques appartenant antérieurement à Ontario Hydro, le régime de forces hydrauliques a été modifié en profondeur.

En Ontario, une loi a été adoptée afin d'encourager l'aménagement et l'expansion de centrales hydroélectriques. Depuis le 1^{er} janvier 2001, les impôts fonciers et les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique versés par les propriétaires d'une centrale hydro-électrique et les titulaires d'un bail pour l'exploitation de ressources hydro-électriques ont été remplacés par des impôts et redevances sur le revenu brut des centrales hydro-électriques.

La redevance d'utilisation d'énergie hydraulique, exigible de tout titulaire d'un bail pour l'exploitation de ressources hydroélectriques, est basée sur le « revenu brut » de la centrale, calculé en fonction d'un prix de 40 \$ / MWh. Le taux de la redevance d'utilisation d'énergie hydraulique est fixé à 9,5 % du revenu brut³¹.

³¹ Ministère du revenu de l'Ontario, Impôts et redevances sur les revenus bruts des centrales hydro-électriques en vertu de l'article 92.1 de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Les impôts fonciers maintenant sont également calculés en fonction du revenu brut de la centrale, à un taux de 5 % pour les premiers 700 GWh et 26,5% de la production

Un taux similaire appliqué aux centrales d'Alcan sur la Péribonka donnerait une redevance annuelle de 18 millions \$ — 50 % plus que le montant payé actuellement en vertu des redevances statutaire et contractuelle. La valeur présente des paiements de 2034 à 2058 en fonction de l'Entente serait donc de 35 millions \$ si on adoptait les taux appliqués en Ontario, versus 25 millions \$ selon l'Entente.

Ainsi, on peut considérer que l'Entente crée une subvention de $35 - 25 = 10$ millions \$ en valeur présente, par rapport aux taux en vigueur en Ontario.

Ce montant est toutefois infime par rapport à l'estimation faite par les professeurs Bernard et Bélanger, qui est de 967 millions \$.

C'est peut-être en reconnaissance des éléments questionnables de cet aspect de leur analyse que l'étude de mars 2007 (IÉM) évalue, dans une note de bas de page, les implications pour les coûts totaux de l'Entente « si le coût de l'extension des droits sur la rivière Péribonka est retiré ». Dans le paragraphe antérieur, on avait indiqué que cet élément constitue « la contribution la plus importante » des coûts en valeur actuelle pour les contribuables québécois.

5.5 Résumé de coûts de l'Entente (approche exportation)

En fonction des analyses présentées ci-dessus, nous pouvons résumer les impacts de notre analyse sur les coûts de l'Entente comme suit :

Tableau 3. Coûts de l'Entente (en fonction des marchés d'exportation)

	coût annuel	valeur présente
i) Prêt sans intérêt sur 30 ans	19 880 000	249 958 747
ii) Avantages fiscaux de 112 millions \$	7 304 458	112 000 000
iii) Vente de 225 MW	26 813 694	411 137 077
iv) Extension de 342 MW 2024 à 2045	17 856 450	273 794 756
v) Location forces hydrauliques de la Péribonka	1 259 382	19 310 239
vi) Redevance sur la nouvelle technologie	-1 656 547	-25 400 000
TOTAL	71 457 438	1 040 800 819

additionnelle. Nous avons exclu ces montants, étant donné que les impôts fonciers payés par Alcan ne sont pas inclus dans les calculs d'origine.

Ainsi, en utilisant l'approche des professeurs du GREEN mais en fonction des prévisions des prix tant aux États-Unis qu'au Québec, les coûts directs de l'Entente seraient de 1 041 millions \$, soit moins du tiers du montant originalement attribué par le GREEN³². En divisant par 740, on obtient un coût annuel par emploi de 96 600 \$.

6 Une subvention de qui ?

À la section 3, nous avons vu les conséquences de l'évolution des marchés énergétiques aux États-Unis sur la méthodologie appropriée pour évaluer la rentabilité d'un contrat à long terme d'approvisionnement en électricité. En même temps, il y a eu un changement aussi important dans la structure de l'industrie de l'électricité au Québec, qui a des implications profondes pour la question qui nous concerne. Il s'agit de la séparation d'Hydro-Québec en plusieurs unités fonctionnellement séparées, tel que le prévoit la loi 116, adoptée en juin 2000.

L'analyse de Bernard et Bélanger part de la prémisse que le fait de fournir de l'énergie à Alcan diminue les volumes disponibles pour vente aux prix du marché international par Hydro-Québec. En fonction des structures qui existaient au moment de la publication de l'article de 1991, cela était certainement vrai. Toutefois, avec la séparation fonctionnelle entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution, ce n'est plus le cas.

Comme tout consommateur au Québec, Alcan reçoit son électricité d'Hydro-Québec Distribution. Selon la *Loi sur la Régie de l'énergie*, telle que modifiée par la Loi 116, Hydro-Québec Distribution doit préparer des plans d'approvisionnement qui prévoient ses besoins en énergie et en puissance pour 10 ans. L'acquisition de l'ensemble des fournitures requises au-delà de l'énergie patrimoniale, qui est obligatoirement fournie par HQ Production, doit être faite par le biais d'appels d'offres.

Quoique HQP a le droit de participer à ces appels d'offres, rien ne l'oblige à le faire³³. Dans ce contexte, tout accroissement de la demande d'HQD ne diminue en rien les volumes qu'HQP vendra au prix du marché. Si l'appel d'offres d'HQ Distribution est gagné par un tiers (comme

³² Rappelons que, dans leur article de janvier 2007, ce coût avait été estimé à 3,19 milliards \$; en mars 2007, il a été révisé à 2,7 milliards \$.

³³ Dans la mesure où les prix « de marché » qui seront payés par HQD ressemblent à ceux des marchés extérieurs, il est de prime abord aussi rentable pour HQP de vendre son énergie à HQD que de l'exporter.

c'était le cas avec TransCanada Energy, qui a construit une centrale thermique à Bécancour suite à l'appel d'offres de 2002), ce contrat n'affecte en rien les exportations d'HQ Production. Et si c'est HQP qui emporte l'appel d'offres (comme HQP l'a également fait lors de l'appel d'offres de 2002, avec un contrat de base et un contrat cyclable), cela ne diminue pas non plus les profits de la société d'État, parce qu'HQ Production vendra son énergie à HQD à des prix comparables à ceux qu'il obtiendra dans les marchés avoisinants, tout en évitant les prix de transport et les pertes qui occasionnent les exportations.

Cela ne veut pas dire qu'il n'y a pas un coût pour la société québécoise de fournir ces quantités additionnelles d'énergie à Alcan. En effet, dans le contexte créé par la loi 116, *tout* ajout de la charge desservie par HQD augmente les tarifs pour l'ensemble de ses consommateurs. Ce fait découle inévitablement de l'écart très important entre son coût marginal (le coût que HQD doit payer pour acquérir un kWh additionnel – autour de 8 cents aujourd'hui) et le coût moyen sur lequel ses tarifs sont fixés (autour de 4 cents).

Vu de cette façon, on réalise que le simple fait de permettre à un consommateur industriel d'augmenter sa charge, même s'il paye le tarif L fixé en fonction du coût de service du Distributeur, crée une pression à la hausse sur les tarifs pour tout consommateur d'électricité au Québec. Toutefois, ce n'est ni l'État, ni Hydro-Québec qui le subventionnent — c'est l'ensemble des consommateurs d'électricité, parce que les tarifs que ce consommateur industriel payera seront moins élevés que les coûts additionnels que sa consommation impose au réseau.

Toutefois, il faut admettre que cette logique ne se limite pas aux industriels, mais s'applique à n'importe quelle consommation additionnelle, que ce soit :

- l'ajout de la climatisation à une maison existante,
- la construction d'un nouveau développement résidentiel,
- la construction d'un hôpital,
- l'arrivée au Québec d'une nouvelle compagnie manufacturière,
- etc.

Cette situation découle inévitablement de la structure des coûts d'HQD. Cela serait encore vrai si Hydro-Québec était réglementée dans son entièreté (comme c'était le cas sous la loi 50, avant qu'elle ne soit modifiée par la loi 116). Étant donné la grande différence de coûts entre les

centrales hydrauliques existantes au Québec et les nouvelles fournitures envisageables, un écart entre le coût moyen et le coût marginal serait inévitable peu importe les structures en place. Mais cet effet est magnifié par la loi 116, qui force HQD à payer le prix « international » pour toute demande additionnelle, même si Hydro-Québec était capable de la fournir à des prix moindres.

Il s'agit, en réalité, d'un problème de tarification. La subvention d'une nouvelle charge par les autres consommateurs résulte de l'application du principe d'un tarif unique pour tous les consommateurs d'une même catégorie. Il s'agit, bien sûr, d'un principe traditionnel très largement appliqué. Toutefois, dans d'autres juridictions où l'écart entre les coûts moyens et les coûts marginaux sont devenus très importants, comme il l'est au Québec, des exceptions à ce principe ont été mises en place. Selon ce principe, le tarif offert à un consommateur peut varier selon sa date d'implantation. Cette approche accorde explicitement aux anciens consommateurs les bénéfices des approvisionnements de bas prix, tout en faisant payer aux nouveaux arrivés les vrais coûts qu'ils imposent au réseau.

Cette situation a été reconnue par le gouvernement dans sa demande d'avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels (R-3563-05) et par la Régie dans l'avis qu'elle a produit en réponse³⁴. Suite à cet avis, dans la Stratégie énergétique le gouvernement a choisi de limiter à 50 MW l'obligation d'HQD de desservir une nouvelle charge.

Au-delà de cette limite de 50 MW, l'attribution du tarif L ne sera plus garantie. Le gouvernement s'engage à répondre aux demandes d'électricité justifiées par de nouveaux projets de développement industriel ou par des demandes de renouvellement de contrats d'électricité, dans la mesure cependant où ces projets seront suffisamment créateurs d'emplois et de richesse. Les conditions tarifaires offertes devront s'accompagner de garanties quant aux retombées économiques qui en résulteront, en particulier pour les régions. Ces conditions tarifaires pourront être équivalentes au tarif L ou moins avantageuses, selon l'ampleur des retombées économiques du projet.

Avec cette nouvelle approche, le gouvernement fait en sorte qu'une tarification avantageuse de l'électricité procure effectivement les retombées économiques qui la justifient³⁵. (nos soulignés)

Dans le cas de l'Entente, le gouvernement a choisi, à l'encontre de sa stratégie énergétique, d'approuver des conditions tarifaires légèrement *plus favorables* que le tarif L. Selon les

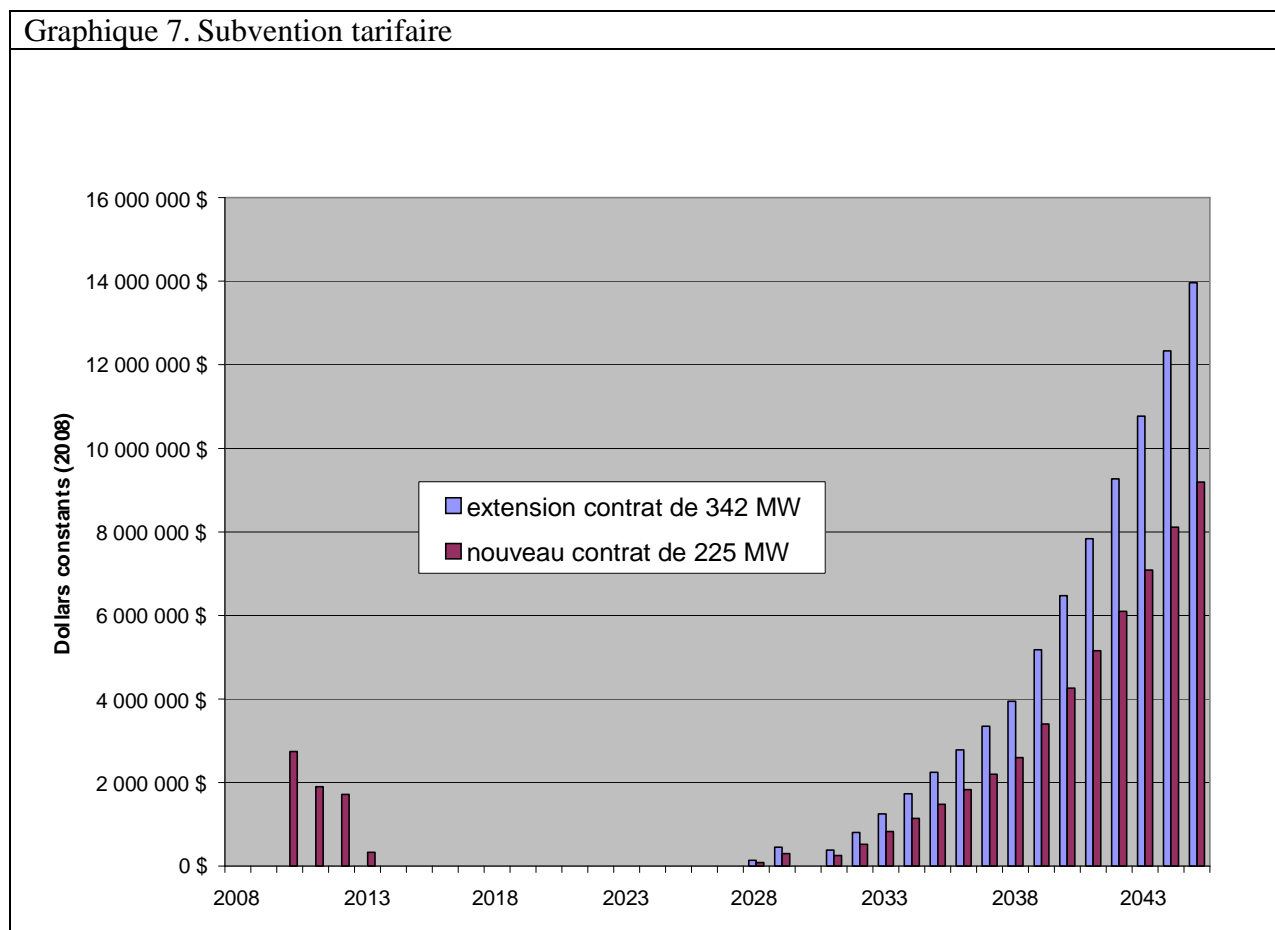
³⁴ A-2005-01.

³⁵ Stratégie énergétique, p. 25.

politiques réglementaires en vigueur, qui découlent de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³⁶, c'est l'actionnaire d'Hydro-Québec (le gouvernement) qui absorbe la différence entre les conditions tarifaires et les contrats spéciaux. Dans le cas qui nous concerne, ces différences sont relativement faibles, par rapport aux contrats spéciaux du passé.

Toujours selon notre modélisation de l'évolution du tarif L, les subventions tarifaires liées au nouveau contrat de 225 MW et à l'extension du contrat de 342 MW sont telles qu'indiquées au graphique 7, ci-dessus. Pendant les années où le tarif L est moins que la valeur indexée, l'Entente prévoit qu'Alcan paie le tarif L, et la subvention est donc nulle.

Graphique 7. Subvention tarifaire



³⁶ Article 52.2 iii).

Notons que les véritables bénéficiaires de ces deux contrats d'électricité se trouvent dans les années 2035 à 2058. Ces subventions sont en fait très limitées lorsque comparées avec les paiements annuels, qui montent à environ 76 millions \$ pour le contrat de 225 MW et de 115 millions \$ pour celui de 342 MW (toujours en dollars constants de 2008). En valeur présente, la subvention totale s'élève à seulement $14 + 23 = 37$ millions \$. Exprimé comme un coût annuel, cela équivaut à $1,1 + 1,8 = 2,9$ millions \$ par année. Ce montant est nettement plus bas que les subventions évaluées selon les méthodes décrites aux sections 5.1 et 5.2, soit $297 + 164 = 461$ millions \$, tel qu'indiqué au Tableau 3 ci-dessus.

On constate donc que, en tenant compte de la mécanique réglementaire en vigueur, la subvention du gouvernement québécois en relation aux contrats spéciaux de 225 MW et de 342 MW est beaucoup moins élevée que le montant calculé en fonction de l'approche des professeurs Bernard et Bélanger, basée sur les marchés d'exportation.

Cela dit, il y a un autre élément important qui entre en jeu. Comme nous l'avons vu, même au tarif L, l'ajout d'un tel bloc aurait créé des coûts additionnels pour l'ensemble des consommateurs. Selon notre modélisation, l'Entente ajouterait environ autour de 0,25 % (en termes réels) aux tarifs jusqu'en 2018 (dû au nouveau contrat de 225 MW), et de 0,6 % entre 2019 et 2045 (dû à l'extension du contrat de 342 MW). Toujours en termes réels, cela représente **un transfert de richesse de 1 026 millions de \$ (valeur présente) de l'ensemble des consommateurs d'Hydro-Québec à Alcan**³⁷.

Il importe de souligner, à nouveau, qu'il ne s'agit pas d'une subvention de l'État, mais bien d'un coût additionnel qui est supporté par d'autres consommateurs. Contrairement à ce que prétendent les professeurs Bernard et Bélanger, cela ne diminue en rien les profits d'HQP, qui peut vendre son énergie au prix « du marché » à HQD ou en exportation, selon ses choix.

7 Sommaire

Pour résumer, on doit maintenant distinguer les subventions de l'État, d'une part, et la « subvention indirecte » où, grâce à la structure réglementaire et institutionnelle au Québec, les

³⁷ Selon l'approche marginale retenue par la Régie cette année, ces coûts seraient portés uniquement par les clients industriels. L'application de cette approche, questionnée par les consommateurs industriels, sera débattue dans le cadre du dossier tarifaire actuellement à l'étude par la Régie (R-3644-07). Les prévisions du tarif L citées ci-dessus ne tiennent pas compte de cette approche marginale.

tarifs payés par une compagnie ne couvrent pas les coûts créés par sa consommation — les coûts additionnels étant supportés par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

Les aspects de l'Entente supportés par l'État sont les items i), ii) et vi), tels que précisés par les études du GREEN, ainsi que la perte de revenu qui résulterait de maintenir les termes et conditions du bail sur les forces hydrauliques de la Péribonka jusqu'en 2058.

Tableau 6. Coûts de l'Entente supportés par l'État québécois

	coût annuel	valeur présente
i) Prêt sans intérêt sur 30 ans	19 880 000	249 958 747
ii) Avantages fiscaux de 112 millions \$	7 304 458	112 000 000
iii) Vente de 225 MW	1 220 290	18 710 835
iv) Extension de 342 MW 2024 à 2045	2 083 048	31 939 589
v) Location forces hydrauliques de la Péribonka	1 259 382	19 310 239
vi) Redevance sur la nouvelle technologie	-1 656 547	-25 400 000
TOTAL	30 090 633	406 519 410

En divisant ce coût annuel par 740, on obtient **la subvention directe assumée par le gouvernement, qui s'élève donc à 40 663 \$ par emploi par année (en dollars constants)**.

À cela s'ajoute, toutefois, une augmentation des tarifs d'électricité de l'ensemble des clients d'Hydro-Québec de 0,6 % à 1,6 % par année, en termes réels, ce qui représente une **subvention indirecte de 1 382 millions de \$ (valeur présente)**, dont les coûts sont supportés par les autres clients d'Hydro-Québec.

Le gain net pour Alcan est donc d'environ **1,8 milliards \$** — moins de la 60 % de la valeur mise de l'avant originalement par les professeurs Bernard et Bélanger. Seulement **23 %** de ce montant est supporté par l'État.

Il importe de souligner, encore une fois, que ces chiffres dépendent de nombreuses hypothèses faites dans notre modélisation, qui n'est en fait qu'une première approximation. Cela dit, étant donné que nous avons pris soin de prendre des hypothèses très conservatrices, il serait surprenant qu'un effort de modélisation plus poussé ne donne des résultats beaucoup plus élevés.

On doit également souligner que ces résultats prennent comme hypothèse le maintien des structures institutionnelles liées à l'électricité, tant ici qu'aux États-Unis. En réalité, il serait surprenant que ces structures perdurent pendant 50 ans sans modification importante. Aux États-Unis, où les prix d'électricité ont augmenté dramatiquement depuis la mise en place des marchés

concurrentiels, on commence à sentir une pression de plus en plus forte de renverser des éléments importants de cette restructuration, précisément pour permettre aux consommateurs d'avoir accès à l'énergie à un prix basé sur les véritables prix de production³⁸. Des changements structurels de ce genre peuvent affecter grandement les prévisions de prix de marché à la base de cet exercice.

De la même façon, rien ne garantit que la structure créée par la loi 116 au Québec perdurera. Pour l'instant, les objections ne sont pas très fortes, mais d'ici 20 ans, quand la proportion d'énergie post patrimoniale à fort prix augmentera, il est tout à fait possible qu'on remplace cette structure par quelque chose de différent.

³⁸ Le système actuel de bourses, qui fixe le prix pour tout producteur sur le prix offert par le dernier producteur retenu, crée des profits extraordinaires pour des producteurs à bas coût, qu'ils soient de charbon ou d'hydroélectricité.