



« Une expertise en énergie au service de l'avenir »

Le tarif BT et l'Entente concernant son alimentation

Témoignage de

Philip Raphals

Pour la

Fédération des commissions scolaires du Québec

Dans le cadre du dossier R-3492-02, phase 2 de la

Régie de l'énergie

22 octobre 2003

TABLE DES MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat	1
3	La nature non patrimoniale du tarif BT	2
4	La justification du prix prévu à l'Entente et les moyens d'approvisionnement alternatifs.....	8
4.1	Comparaison avec le coût d'une centrale à gaz naturel.....	9
4.2	Comparaison avec le prix du contrat cyclable	11
4.3	Comparaison avec les prix sur les marchés de court terme	13
4.3.1	<i>L'analyse présentée par HQ Distribution.....</i>	<i>13</i>
4.3.2	<i>Le marché horaire new-yorkais</i>	<i>14</i>
4.3.3	<i>Méthodes.....</i>	<i>17</i>
4.3.4	<i>Résultats.....</i>	<i>18</i>
4.4	La justification du prix selon l'Entente.....	21
5	Conclusions	22
5.1	La modification des dispositions tarifaires	22
5.2	La justification du prix prévu à l'Entente	22
5.3	Autres observations	25

1 Qualifications

Q Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

R Je m'appelle Philip Raphals. Je suis Directeur adjoint du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Q Veuillez décrire le Centre Hélios.

R Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en oeuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Q Veuillez décrire votre expérience professionnelle pertinente à ce dossier.

R Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Q Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?

R Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec) et, plus récemment, R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec).

2 Mandat

Q Veuillez décrire le mandat que vous a donné la Fédération des Commissions scolaires du Québec.

R La FCSQ m'a demandé :

1. de résumer les raisons pour lesquelles les ventes au tarif BT, dans sa forme actuelle, sont exclues de l'énergie patrimoniale, et de proposer des modifications au Règlement tarifaire à l'égard de ce tarif, s'il y a lieu,
2. d'analyser la preuve d'HQ Distribution à l'égard de la justification du prix de l'électricité prévu à l'Entente de fourniture d'électricité pour alimenter la clientèle au tarif BT, et
3. d'étudier des moyens et coûts d'approvisionnement alternatifs.

3 La nature non patrimoniale du tarif BT

Q Dans sa décision D-2002-115, la Régie déclare que les ventes au tarif BT sont de nature non patrimoniale. Est-il raisonnable de croire que l'intention du Législateur était d'exclure des clients commerciaux, institutionnels et industriels du contrat patrimonial ?

R Non. Comme tout consommateur au Québec, ceux de la catégorie CII ont droit de bénéficier de l'électricité patrimoniale, comme ils le font déjà dans leur consommation en vertu des tarifs G et M.

Q Est-ce qu'il est raisonnable de croire que le Législateur avait l'intention d'exclure les clients commerciaux, institutionnels et industriels de la possibilité de bénéficier des modalités tarifaires qui tiendraient compte de l'effacement de la demande en pointe ?

R Non. Dans la mesure où l'effacement de la pointe réduit les coûts d'approvisionnement, de transport et de distribution du Distributeur, il est tout à fait approprié que celui-ci consente des tarifs réduits à ceux qui fournissent cet effacement au bénéfice de l'ensemble des consommateurs. Tout comme le tarif DT accorde aux consommateurs résidentiels une réduction de tarif en reconnaissance de leur utilisation d'une source d'appoint pour effacer la pointe, rien n'empêche le Distributeur d'offrir un tarif similaire à la clientèle CII.

Q Y a-t-il des différences importantes entre les tarifs BT et DT ?

R Tout comme le tarif DT, le tarif BT exige que le client utilise un système d'appoint pour le chauffage lorsque la température est moins qu'une température de transfert (articles 258 et 260). Cependant, le tarif BT prévoit également l'interruption complète ou partielle du service

dans les périodes de pénurie d'HQ Production (article 270). Le tarif DT n'a aucune disposition similaire à l'art. 270.

Q Quels motifs ont été invoqués par Hydro-Québec dans l'audience R-3471-01 pour justifier sa conclusion que le tarif BT ne peut être desservi à même le contrat patrimonial ?

R Principalement, Hydro-Québec a invoqué deux raisons :

1. l'article 270, qui permet l'interruption des livraisons dans les périodes de pénurie, et
2. le fait que le tarif BT ait été conçu pour écouler des surplus hors pointe et que son prix a évolué dans le temps en fonction des prix de marché de combustibles, pour maintenir la compétitivité¹.

Q Est-ce que la Régie a retenu ces deux arguments ?

R Non. Dans sa décision D-2002-115, la Régie a basée sa décision sur la nature non patrimoniale des ventes au tarif BT uniquement sur le premier argument :

La Régie juge que le tarif BT, tel qu'il est défini dans le Règlement tarifaire, est un tarif de gestion de la consommation, étant donné l'article 270 qui permet au Distributeur de réduire le niveau des liaisons pendant une période de pénurie². (nos soulignés)

Même si le prix de l'électricité dans ce tarif avait été fixé, à l'origine, pour qu'il soit concurrentiel avec les combustibles, il n'en demeure pas moins que le règlement tarifaire comporte un prix fixe pour ce tarif qui ne varie pas en fonction d'un prix de marché, comme c'est le cas avec les autres tarifs non patrimoniaux (LR, MR, LC, etc.).

Q Quelle est la logique qui sous-tend l'article 270 ?

R L'article 270 a été instauré en 1992, à la suite d'une longue période de faible hydraulité qui mettait en doute la capacité de la société d'État de fournir toute l'énergie requise par ses consommateurs³. En 1989, Hydro-Québec avait racheté une année de consommation aux

¹ Plaidoirie d'Hydro-Québec, R-3471-2001, N.S., v. 3, p. 102.

² D-2002-115, p. 34.

³ En 1991, selon le scénario d'hydraulité faible présenté par Hydro-Québec à l'Assemblée nationale, ses réserves énergétiques risquaient de tomber à zéro à l'intérieur de trois ans, malgré le recours aux moyens exceptionnels.

contrats bi-énergie alors en vigueur. Ensuite, en 1992, l'article 270 (une « clause de rappel ») a été introduite au Règlement tarifaire pour se préparer à une éventuelle situation de pénurie (faible hydraulité)⁴.

Le but de l'article 270 était donc de permettre à Hydro-Québec de réduire la consommation d'électricité au Québec dans les années où elle considérerait sa réserve énergétique insuffisante.

Q Est-ce que cette justification est toujours valable ?

R Non. En vertu de la Loi 116, il n'est plus approprié pour le Distributeur de veiller aux intérêts du Producteur. HQ Production ayant l'obligation de fournir l'énergie patrimoniale (ainsi que celle prévue dans tout nouveau contrat qu'elle peut décrocher, en guise d'énergie « post patrimoniale »), il revient à elle seul de régler ses problèmes éventuels de pénurie, s'il y en a.

Dans le dossier R-3471-01, HQ Distribution elle-même a plaidé que l'article 270 n'est plus adapté au contexte actuel :

Or, le projet de loi numéro 116, adopté en juin deux mille (2000), est venu modifier radicalement ce cadre d'analyse en confirmant que la production n'est plus réglementée et en confiant au Distributeur la responsabilité des approvisionnements. Les objectifs et les dispositions actuels du tarif BT, notamment en ce qui concerne le concept de « pénurie énergétique » et de « surplus à écouler » sont, et voici une citation :

... en quelque sorte déphasés eu égard aux dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie telle que modifiée par le projet de loi 116...

..., c'est-à-dire que le tarif BT n'est plus du tout adapté aux contextes réglementaire et énergétique actuels ...⁵ (nos soulignés)

Hydro-Québec, Rapport particulier sur l'hydraulité du *Suivi du Plan de développement 1990-1992*, 31 décembre 1991, graphique 3. Cité dans P. Raphals, *La sécurité des approvisionnements en énergie au Québec* (26 octobre 1998).

⁴ R-3471, HQD-1, doc. 1, p. 3.

⁵ Plaidoirie d'Hydro-Québec, R-3471-2001, N.S., v. 3, p. 104-105.

Q Le procureur d'HQ Distribution mentionnait également le concept de « surplus à écouler ». Est-ce que ce concept est également déterminant quant à la nature non patrimoniale du tarif BT ?

R Rappelons que l'argument quant à la notion des « surplus à écouler » n'a pas été retenu par la Régie, et que ces mots n'apparaissent pas dans le règlement 663. Même si ce concept aurait pu motiver la création de ce tarif en 1983⁶, il ne fait pas partie du tarif comme tel. Il est donc difficile de voir comment il pourrait devenir déterminant quant à la nature patrimoniale ou non du tarif.

Q Est-ce que la possibilité de réduire les livraisons en cas de pénurie, tel que prévu à l'article 270, a toujours une valeur quelconque pour HQ Production ?

R Il semble que cette option ait une certaine valeur pour HQ Production, dans la mesure où elle augmente sa capacité de faire face à des situations où sa réserve énergétique est moins grande qu'elle souhaiterait. Cependant, rien dans la preuve déposée par HQ Distribution ne suggère qu'HQ Production reconnaisse une telle valeur. Notamment, la section « Justification du prix prévu à l'entente » ne fait état d'aucune réduction du prix consenti par HQ Production en reconnaissance d'un tel bénéfice.

Q Est-ce que le maintien de l'article 270 créerait un bénéfice quelconque pour le Distributeur ?

R Non. Étant donné que les obligations d'HQ Production sont fixées par la *Loi*, il apparaît que tout bénéfice relié à l'article 270 revient au compte du Producteur et non du Distributeur.

Q Est-ce que l'effacement de la pointe engendré par la bi-énergie crée un bénéfice quelconque pour le Distributeur ?

R Oui. Même avant que le volume de consommation patrimoniale ne dépasse les 165 TWh, les tarifs d'effacement de la pointe DT et BT créent un bénéfice pour le Distributeur en réduisant les pressions qui mèneront éventuellement aux investissements additionnels pour l'expansion des réseaux de transport et de distribution.

⁶ R-3471, HQD-1, doc. 1, p. 3.

Une fois dépassée la limite de 165 TWh, ce bénéfice deviendrait d'autant plus important. Tel qu'explicité par le règlement 1277-2001, *Concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*, le contrat patrimonial ne comporte que deux « bâtonnets » de plus que 34 000 MW⁷, 8 bâtonnets entre 33 000 et 34 000 MW, 30 bâtonnets entre 32 000 et 33 000 MW, etc. L'effacement de 600 MW de demande en la période de pointe par la clientèle aura donc l'effet de réduire par 600 MW la grandeur des bâtonnets requis pour les heures les plus froides de l'année⁸. Un tel effacement aura inévitablement une valeur monétaire pour le Distributeur.

De plus, notre analyse du coût d'approvisionnement sur les marchés externes, présentée plus loin, démontre que les coûts sur ces marchés sont plus élevés pendant les heures de pointe au Québec. Cela démontre que, dans la mesure où les marchés de court terme seront à la marge dans la période de pointe, l'effacement à la pointe créerait des bénéfices économiques réels.

Q Est-ce normal que de tels bénéfices pour le Distributeur, et donc pour l'ensemble des consommateurs, soient reflétés dans la structure tarifaire ?

R Oui. Dans la mesure où de tels effets sont au bénéfice de l'ensemble des consommateurs, il est approprié d'utiliser la structure tarifaire pour les encourager.

Lorsque, par contre, les effets d'un tarif interruptible ne bénéficient qu'au Producteur, il n'est pas approprié de faire supporter ces coûts par l'ensemble de la clientèle.

Q Selon la preuve d'Hydro-Québec, il n'existe aujourd'hui aucun effacement de la pointe résultant du tarif BT. Dans un tel contexte, est-il encore approprié que les clients BT bénéficient quand même d'un tarif réduit ?

R Effectivement, il apparaît que le Distributeur ne récolte pas les bénéfices de l'effacement de la pointe de la clientèle BT parce qu'il a choisi d'enlever les mécanismes de contrôle (qui demeuraient sa propriété). Notons cependant que, selon ses propres sondages, 92 % des

⁷ Cela implique que l'approvisionnement patrimonial ne peut pas inclure plus que deux heures pendant l'année avec une demande qui excède 34 000 MW. Toute heure additionnelle excédant cette charge devrait être alimentée en tout ou en partie avec des ressources autres que l'énergie patrimoniale.

⁸ Selon notre analyse présentée plus loin, les derniers trois hivers ont eu en moyenne 338 heures plus froides que -12° C, la température de transfert dans la région de Montréal.

systèmes bi-énergie de cette clientèle sont fonctionnels⁹. C'est donc le Distributeur qui doit porter la responsabilité de la non-utilisation de ce parc d'équipements en bi-énergie.

Il est regrettable que le Distributeur ne puisse en ce moment bénéficier des effets d'effacement de la pointe que le tarif BT devrait normalement créer. Il faut noter cependant que ce fut un choix unilatéral du Distributeur d'enlever les équipements de contrôle qui permettraient cet effacement, avant même de demander à la Régie la permission d'abroger le tarif BT.

C'est lorsque le Distributeur déposera ses propositions pour le réaménagement du tarif BT que la Régie aura l'occasion de quantifier les bénéfices réels de l'effacement et réfléchir sur des paramètres appropriés pour un tarif bi-énergie CII.

Q Est-ce que le fait que le tarif BT ne soit pas mentionné à l'Annexe I de la Loi signifie qu'il ne peut être desservi en vertu du contrat patrimonial ?

R Pas nécessairement. Le fait que le tarif BT ne soit pas mentionné dans l'Annexe 1 de la Loi démontre effectivement que, tel qu'il a été défini dans le règlement tarifaire d'Hydro-Québec au moment de l'adoption de la Loi 116, l'énergie requise pour approvisionner la clientèle au tarif BT n'était pas comprise dans l'électricité patrimoniale. Cependant, la Régie a la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur. Il va de soi que, lorsqu'un tarif est créé ou modifié par la Régie, il revient à cette dernière de déterminer si, selon les caractéristiques propres à ce nouveau tarif, la consommation associée est comprise ou non dans l'électricité patrimoniale.

Notons également que l'Annexe I a pour but d'indiquer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué à chaque catégorie de consommateurs pour l'année 2000 (art. 52.2, 2^e alinéa, par. 2^o i). Dans les années subséquentes, jusqu'à ce que le volume de consommation patrimoniale atteigne 165 TWh, ce coût est déterminé par la Régie en se basant sur l'Annexe I et sur les caractéristiques de consommation de chaque catégorie ainsi que sur l'évolution de catégories tarifaires. Il apparaît, sous réserve bien sûr de l'interprétation juridique, que la modification au tarif BT proposée ici ferait partie de l'évolution de catégories tarifaires dont la Régie doit tenir compte.

⁹ R-3471-2001, HQD-3, Doc. 1, Annexe 1, page 1.

Q Quel devrait être le coût de la fourniture du tarif BT, s'il devient patrimonial?

R Il revient à la Régie de fixer ce coût. Notons cependant que HQ Production a déjà accepté dans le passé de fournir les approvisionnements requis à un prix de 3,32 cents le kWh, prix que la Régie semble trouver raisonnable¹⁰. Cette dernière aura l'occasion de revoir ce montant lorsqu'elle procédera de nouveau à la détermination de l'allocation du coût de fourniture de l'électricité par catégorie de consommateurs.

Q Qu'est-ce que la Régie devrait faire si elle décide de modifier le tarif BT en tenant compte de vos observations ?

R Elle n'aura qu'à supprimer l'article 270 du règlement tarifaire, sans modifier les autres dispositions définissant le tarif BT. Cette modification est justifiée parce que cet article ne crée aucun bénéfice ni pour le Distributeur, ni pour l'ensemble de la clientèle. Si jamais HQ Production désire encourager les consommateurs québécois à réduire leur consommation lorsqu'elle se trouve dans une situation de pénurie énergétique, elle pourrait offrir des incitatifs à cet effet, dans la mesure où ils sont compatibles avec la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Une fois l'article 270 supprimée, le tarif BT ne serait plus exclu de l'énergie patrimoniale. Cela permettrait aux Commissions scolaires ainsi qu'aux autres clients du tarif BT de bénéficier de l'énergie patrimoniale tout en bénéficiant d'un tarif qui reflète les avantages pour l'ensemble de la clientèle d'un effacement de la pointe résultant de leurs investissements en des systèmes de chauffage d'appoint — tout comme le font les consommateurs au tarif DT.

4 La justification du prix prévu à l'Entente et les moyens d'approvisionnement alternatifs

Q Quelle est votre appréciation de la justification présentée pour le taux de 7,3 cents le kWh inclus dans l'Entente ?

R HQ Distribution, dans sa preuve, présente trois méthodes de balisage pour appuyer ce taux. Il s'agit de comparaisons avec :

¹⁰ D-2002-290, p. 27.

1. le prix du contrat cyclable entre HQ Distribution et HQ Production,
2. les prix du marché de court terme, et
3. les coûts d'une centrale à cycle combiné.

Chacune de ces analyses est entachée de failles importantes qui sont détaillées dans les sections qui suivent. Nous commencerons nos commentaires avec la troisième méthode, pour procéder ensuite aux méthodes 1 et 2.

4.1 Comparaison avec le coût d'une centrale à gaz naturel

Q Quelles sont les hypothèses qui sous-tendent cette approche ?

R Selon la preuve du Distributeur, cette approche pose comme hypothèse que le Distributeur achèterait, chaque mois ou chaque trimestre, une quantité de puissance et d'énergie correspondant à ses besoins pour la période choisie, auprès d'un producteur possédant une centrale à cycle combiné existante¹¹.

Pour faire cette comparaison, le Distributeur a utilisé les évaluations du coût de production d'un projet à cycle combiné présentées par la firme Merrimack Energy dans un rapport déposé devant la Régie dans la cause R-3515-2003, avec la mise à jour de certaines données, dont les prévisions économiques, le coût prospectif en capital, les prévisions du prix de gaz naturel et le facteur d'utilisation (FU).

Q Est-ce que l'étude de Merrimack évalue les coûts de production d'une centrale existante ?

R Non. Les auteurs de l'étude ont pris la peine de noter que, pour estimer le coût de l'électricité sous un contrat de long terme comme ceux qui étaient soumis pour approbation, il fallait estimer les coûts de construction ainsi que les coûts d'exploitation d'une centrale à cycle combiné. Cette approche se base sur la théorie que, à long terme, les prix de marché devront converger vers le prix (et donc le coût complet) d'une *nouvelle* centrale à cycle combiné.

¹¹ HQD-3, doc. 2.2, p. 10.

To estimate the cost of power under a long-term contract providing the same level of reliability as the power contracted by Hydro-Quebec Distribution under the Call for Tenders, it is logical to estimate the cost of building and operating a new combined-cycle plant, as the basis for the long-term cost under the contract. This is based on the theory that long-term market prices should converge to the price of a new gas-fired combined cycle project, which is the incremental source of capacity in the Northeast.

...

For this analysis, the cost of building and operating a new combined-cycle plant in the Northeast will be used as a representative competitive option¹². (nos soulignés)

Q Comment les coûts complets d'une nouvelle centrale sont-ils différents des coûts variables de production d'une centrale existante ?

R Les coûts complets d'une nouvelle centrale incluent nécessairement les coûts en capital, dont un rendement sur l'avoir propre du développeur.

Developers of such facilities will only construct these facilities if the market price of power is sufficient to cover all development and operating cost, including a reasonable rate of return¹³. (nos soulignés)

Pour le propriétaire d'une centrale existante qui n'est pas utilisée à pleine capacité, le coût de produire un kilowattheure additionnel se limite aux coûts variables de fonctionnement, dont le coût du combustible, les coûts variables d'entretien et les coûts de transport. Le coût marginal de production d'une centrale existante est donc beaucoup plus faible que le coût de production d'une nouvelle centrale.

Q Quel est le rendement sur l'avoir propre utilisé par Merrimack Energy pour calculer le coût de l'énergie d'une nouvelle centrale à cycle combiné ?

R Vingt pour cent¹⁴.

¹² R-3515-03, HQD-2, doc. 4, pages 7 et 8.

¹³ R-3515-03, HQD-2, doc. 4, page 7.

¹⁴ R-3515-03, HQD-2, doc. 4, page 9.

Q Selon Merrimack Energy, quelle portion du coût unitaire de l'énergie d'une nouvelle centrale représente les coûts fixes ?

R Dans chacun des trois scénarios évalués par Merrimack Energy, le « capacity charge » — qui inclut le rendement sur l'avoir propre, les intérêts sur la dette, les impôts, l'amortissement, les taxes foncières et les assurances — compte pour 2,00 \$ par MWh (en dollars 2007). Les coûts fixes d'entretien, qui ne varient pas avec la production énergétique, comptent pour 0,30 \$ additionnel¹⁵.

Q Quels ajustements peut-on apporter aux résultats de l'étude de Merrimack Energy pour le rendre cohérent avec l'approche retenue par le Distributeur de comparer le prix de l'entente avec le coût de production d'une centrale à cycle combiné existante ?

R Si l'on s'en tient à utiliser les résultats de Merrimack Energy, malgré le fait que le but de son étude était très différent du balisage proposé par le Distributeur, il faudrait enlever les coûts fixes de 2,30 \$ par MWh (2,3 cents par kWh) en dollars 2007. En les ramenant en dollars 2004, ça donnerait quelque chose de l'ordre de 2 cents par kWh. Ce montant devrait être réduit des résultats annoncés par le Distributeur (entre 8,2 et 9,1 cents le kWh).

4.2 Comparaison avec le prix du contrat cyclable

Q Est-ce que le prix du contrat cyclable entre HQ Distribution et HQ Production est un bon indicateur de la valeur de l'énergie requise pour alimenter les abonnés du tarif BT dans le court terme?

R Pour plusieurs raisons, la réponse est négative. Premièrement, le contrat approuvé par la Régie dans sa décision D-2003-159 est un contrat de long terme, de 20 ans. Il représente donc, à l'opposé d'un contrat de court terme comme l'Entente, un important engagement de ressources. C'est par ailleurs ce fait qui a été invoqué pour permettre l'utilisation des coûts complets d'une centrale à cycle combiné (l'étude de Merrimack Energy) pour justifier du prix contractuel. Dans ce sens, tous les commentaires de la section antérieure trouvent également application ici, à l'égard de la comparaison avec le prix du contrat cyclable.

¹⁵ R-3515, Réponse à la demande de renseignements numéro 2 de la Régie, 23 juillet 2003, pages 6 et 8.

Dans le cas précis de HQ Production, même si son contrat avec HQ Distribution n'entraîne la construction d'aucune nouvelle centrale, il diminue les ressources auxquelles le producteur peut faire appel pour combler ses obligations en énergie patrimoniale. Dans ce sens, ce contrat implique l'engagement de ressources à long terme qui pourrait, à la limite, le contraindre à procéder à l'acquisition de nouvelles ressources, ce qui est très différent d'une vente de court terme.

Par ailleurs, il s'agit de deux produits complètement différents. Tout d'abord, la consommation BT est composée, d'une part, de charges de chauffage qui varient avec la température (en hiver seulement), et, d'autre part, des charges qui demeurent stable toute l'année, tel le chauffe d'eau et la consommation des serres. Le contrat cyclable, par contre, doit desservir une charge qui peut varier de façon non prévisible tout au long de l'année. Le profil d'utilisation du contrat cyclable a été décrit par un témoin du Distributeur dans les termes suivants :

Alors l'utilisation n'est vraiment pas prévue de façon spéciale pour la période de la pointe annuelle, c'est un produit dont nous nous servirons à chaque mois de l'année. À l'intérieur de chaque mois, je dirais, on va s'en servir à chaque semaine, et je vous dirais qu'on va probablement s'en servir, je n'irai pas jusqu'à dire à tous les jours, mais presqu'à tous les jours¹⁶. (nos soulignés)

Pour toutes ces raisons, l'approvisionnement du tarif BT pendant un an représente un engagement beaucoup moins lourd pour HQ Production que ne l'était son contrat cyclable avec HQ Distribution.

Q Est-ce que l'Entente offre en plus des avantages à HQ Production ?

R Effectivement, tel que mentionné auparavant, l'art. 270 du Règlement tarifaire permet au Distributeur d'interrompre des livraisons au tarif BT lorsque HQ Production se trouve en période de pénurie. Quoique cette disposition n'ait aucune valeur pour HQ Distribution, elle a une certaine valeur pour HQ Production, qui se dote ainsi d'un outil puissant pour gérer son risque hydraulique.

¹⁶ R-3515-03, N.S., v. 4, 23 juillet 2003, p. 107.

Q Est-ce que le prix de l'électricité compris dans l'Entente reflète cet avantage consenti à HQ Production ?

R Il semble que non. Nulle part dans sa justification du prix, le Distributeur ne fait référence à ce bénéfice que tire HQ Production du tarif BT.

Q Quelles sont vos conclusions par rapport à cet argument ?

R Étant donné que l'Entente représente un engagement beaucoup moins lourd que le contrat cyclable pour HQ Production et qu'il fournit en plus un avantage réel, il n'est pas raisonnable de fixer son prix au même niveau que celui de ce contrat.

4.3 Comparaison avec les prix sur les marchés de court terme

4.3.1 L'analyse présentée par HQ Distribution

Q Veuillez décrire sommairement l'analyse entreprise par le Distributeur.

R Pour évaluer les coûts pour alimenter la consommation au tarif BT par des achats de court terme dans les marchés avoisinants, le Distributeur a fait l'hypothèse que, chaque mois, il achèterait des blocs d'énergie de pointe et hors pointe sur les marchés à terme de la Nouvelle-Angleterre, suffisants pour combler sa charge prévue du tarif BT.

Q Est-ce que ces hypothèses sont raisonnables ?

R Premièrement, l'analyse présentée par HQ Distribution présuppose que le marché NEPOOL est représentatif des prix disponibles dans les marchés de court terme du Nord-Est américain. Toutefois, il est généralement reconnu que les prix à New York sont normalement moins élevés que les prix pour un produit comparable en Nouvelle-Angleterre. Le choix de baser la comparaison sur le marché de la Nouvelle-Angleterre fausse donc la comparaison. Pour évaluer le meilleur coût que le Distributeur pourrait obtenir auprès des marchés avoisinants, il serait plus approprié de regarder le marché de l'État de New York.

Or, le Distributeur reconnaît lui-même que l'utilisation des contrats à terme comporte des inconvénients importants :

Ce prix sous-estime toutefois ce qu'il en coûterait au Distributeur pour s'approvisionner sur ce marché. D'une part, à l'intérieur de chacun des mois, les contrats à terme mensuels correspondent à un patron de livraisons prédéfini où la quantité d'énergie livrée est la même d'une journée à l'autre. Or, les besoins découlant des ventes au tarif BT comportent des fluctuations importantes en fonction de la température extérieure. En hiver, les journées où les besoins sont plus élevés coïncident vraisemblablement avec des journées où les besoins sont également plus élevés sur les marchés où ces produits seraient achetés. Il faut donc s'attendre à ce que le coût moyen d'approvisionnement de la charge au BT soit plus élevé que le coût associé à une charge stable.

D'autre part, il est impossible de prévoir avec précision les besoins, même à très court terme comme une journée ou même une heure à l'avance. Lorsqu'il serait constaté, après coup, que les approvisionnements contractés auraient dépassé les besoins, à la suite d'un écart par rapport à la prévision, les quantités en surplus n'auraient servi qu'à déplacer de l'électricité patrimoniale à 2,79 ¢/kWh. Il pourrait en résulter une perte pour le Distributeur¹⁷. (nos soulignés)

Étant donné que le Distributeur peut moduler ses achats sur une base horaire dans le marché « spot » de New York pour combler très précisément ses besoins fluctuants, il n'a pas intérêt à s'engager avec des blocs d'énergie fixes.

4.3.2 Le marché horaire new-yorkais

Q Est-ce que le Distributeur pourrait alimenter la consommation au tarif BT par le biais des achats horaires sur le marché « spot » de l'État de New York ?

R Effectivement, le marché horaire de l'ISO New York présente une alternative pratique et réaliste pour fournir l'énergie requise pour les ventes en vertu du tarif BT. Pour acheter de l'énergie dans le marché spot, le Distributeur n'aura qu'à informer le NYISO de ses besoins 75 minutes avant le début de chaque heure de livraison. Étant donné que la consommation en vertu du tarif BT dépend très directement de la température, le Distributeur devrait être en mesure de prévoir ses besoins 75 minutes à l'avance de façon assez précise.

Q Est-ce que les achats peuvent être modulés à l'intérieur d'une heure pour refléter la véritable consommation au tarif BT ?

R Non, Hydro-Québec Distribution serait obligée de prendre la puissance qu'elle aurait programmé 75 minutes auparavant. Dans tous les cas, le Distributeur n'a aucune façon de mesurer la consommation des clients BT en temps réel. En pratique, il semble inévitable que tout écart entre la prévision et la demande réelle des clients BT sera intégré aux livraisons

¹⁷ HQD-3, doc. 2, p. 9.

patrimoniales d'HQ Production. Quoiqu'il soit possible que, rétroactivement, des écarts significatifs apparaissent entre la véritable consommation BT et les achats faits en temps réel auprès de NYISO, ces écarts cumulatifs devraient être pratiquement nuls.

Q Avez-vous évalué le coût d'approvisionnement sur ce marché ?

R En utilisant des données historiques, nous avons procédé à une évaluation de ce qu'il en aurait coûté de faire appel au marché horaire new-yorkais pour alimenter la consommation, entre 2001 et août 2003. Il ne s'agit cependant pas d'une prévision.

Q Veuillez décrire brièvement le fonctionnement du marché horaire new-yorkais.

R Le marché horaire mené par l'Opérateur indépendant du réseau de New York (*New York Independent System Operator*, ou NYISO) est un des plus sophistiqué aux États-Unis, basé sur l'approche *Locational Based Marginal Pricing* (LBMP). Selon cette approche, un prix à la marge (*clearing price*) est calculé chaque heure pour chaque région de l'État.

Tout d'abord, l'ISO établit le programme pour chaque heure en choisissant les offres de producteurs qui rencontrent la demande au meilleur prix¹⁸. Ensuite, des prix de l'énergie ainsi que des charges de pertes et de congestion sont calculées pour chacun des 11 nodes distincts à travers l'État, ainsi que pour chacun des trois nodes représentant les interconnexions avec les réseaux avoisinants. Le prix LBMP, qui inclut le prix de l'énergie ainsi que les charges de pertes et de congestion, sont donc publiés pour chaque heure pour chaque région de l'État. Il s'agit du prix que payerait n'importe quel participant du marché dans cette région pour l'énergie qu'il aurait pris pendant cette heure (autre que l'énergie fournie en vertu d'un contrat bilatéral).

Pour s'assurer du bon fonctionnement de ce marché, il y a également un encan le jour précédant (*day-ahead market*, ou DAM). Cependant, l'utilisation du DAM n'est d'aucune façon obligatoire. En fait, le Distributeur est entièrement libre d'acheter sur le marché en temps réel, sans avoir fait des achats « préliminaires » sur le DAM.

¹⁸ En réalité, les prix sont calculés toutes les cinq minutes, mais ce sont des moyennes horaires qui sont publiées.

Q Comment peut-on savoir le coût de l'énergie à la frontière entre le New York et le Québec ?

R Parmi les 14 nodes pour lesquels des prix sont fixés sur une base horaire, un d'eux s'appelle « Hydro-Québec ». Ce prix est donc le prix auquel l'énergie new-yorkaise est disponible à Hydro-Québec à la frontière. Il tient déjà compte des coûts de transport et de congestion à l'intérieur de l'État de New York ainsi que des pertes¹⁹. Il reste seulement à ajouter le frais de service de transport (*Transmission Service Charge*, ou TSC) qui est facturé uniquement pour les transactions d'exportation (*wheel-out* ou *wheel-through*).

Le TSC est fixé sur la base des coûts de l'opérateur des lignes de transport utilisées pour l'exportation de l'électricité. Dans le cas qui nous intéresse, c'est le New York Power Authority qui opère les lignes menant à la frontière québécoise. La TSC de NYPA est de 2,19 \$ USD par mégawattheure (MWh). Ce montant n'a pas été modifié dans les dernières années, mais à cela le NYPA ajoute la *NYPA Transmission Adjustment Charge* (NTAC), qui est fixée chaque mois. Depuis 2001, le NTAC oscille autour de 0,50 \$ USD.

Q Existe-t-il d'autres charges ou frais qui serait encouru par le Distributeur pour acheminer l'énergie de la frontière à ses charges au Québec ?

R Côté québécois de la frontière, il n'y a aucune charge additionnelle qui s'ajoute lorsque le Distributeur achète de l'énergie pour desservir sa demande. Rappelons que la Partie IV (*Conditions d'alimentation de la charge locale*) des *Tarifs et condition du service de transport d'Hydro-Québec*, tel qu'adoptée par la Régie, prévoit que le Distributeur pourra utiliser le réseau de transport pour :

intégrer, de répartir économiquement et de contrôler ses ressources actuelles et prévues afin d'alimenter sa charge locale ... Le distributeur peut aussi utiliser le service d'alimentation de la charge locale pour livrer des achats d'énergie économique à sa charge locale en provenance de ressources non désignées, selon la disponibilité, sans frais additionnels. (Feuille originale no 108) (nos soulignés)

Il n'y a donc aucun frais additionnel encouru par le Distributeur auprès de TransÉnergie pour l'importation de l'énergie de l'État de New York.

¹⁹ Le *Transmission Usage Charge* (TUC), incluant les frais de pertes et de congestion, est déjà inclut dans le prix LBMP.

4.3.3 Méthodes

Q Comment avez-vous évalué les volumes d'électricité qui aurait été requis pour desservir la clientèle BT depuis 2001 ?

R Comme intrants, nous avons utilisé un modèle de la consommation d'électricité au tarif BT élaboré par M. Robert Patenaude, ing., président de la firme Energenia. Son modèle utilise des données de température prises à Dorval toutes les heures, chaque jour entre le 1^{er} janvier 2001 et le 31 août 2003. Il calcule ensuite un indice du chauffage requis pour chaque heure ainsi que la consommation en vertu du tarif BT dans des unités indicielles, tenant compte tant des besoins en chauffage que des autres utilisations qui ne dépendent pas de la température. Ensuite, cette consommation horaire indicielle est convertie en consommation énergétique (en kilowattheures).

Les méthodes précises utilisées par M. Patenaude pour modeler la consommation en vertu du tarif BT sont explicitées dans son rapport, *Modélisation de la consommation d'électricité au tarif BT*.

Q Comment avez-vous évalué le coût d'achat de cette énergie auprès du marché de court terme à New York ?

R Les prix horaires historiques du marché en temps réel sont publiés par l'ISO New York pour chacune des 14 zones, dont la zone « Hydro-Québec ». Ces prix ont été obtenus pour chaque heure de chaque jour entre le 1^{er} janvier 2001 et le 31 août 2003. Les frais pour le transport (TSC et NTAC) ont également été obtenus.

Tous ces montants sont ensuite convertis en dollars canadiens, en utilisant le taux de change quotidien. Ce coût, multiplié par la consommation BT pour la même heure, donne une indication précise de ce qu'il en aurait coûté à Hydro-Québec de s'approvisionner sur le marché de court terme à New York pour fournir l'énergie consommée par la clientèle BT.

Q Est-ce que votre analyse tient compte d'un effacement de la pointe grâce aux équipements de bi-énergie ?

R En faisant appel au modèle Energenia, nous avons simulé le coût d'avoir approvisionné la clientèle BT au marché horaire new-yorkais selon deux hypothèses :

1. En présumant que les équipements bi-énergie de la clientèle BT ne sont pas utilisés, et que tous les besoins de chauffage de ces clients sont donc comblés par des équipements électriques au tarif BT; et
2. En présumant que l'ensemble des clients BT utilise leur système d'appoint (au combustible) pour leurs besoins de chauffage, lorsque la température à Dorval est inférieure à -12° C.

Étant donné l'absence des mécanismes de contrôle en ce moment chez les abonnés, il semble que la première hypothèse reflète mieux les coûts réels qui auraient été engagés par le Distributeur depuis 2001 pour desservir les besoins BT. La deuxième hypothèse est également intéressante, cependant, parce qu'elle donne une première indication de la valeur économique de l'effacement de la pointe et donc des bénéfices que les systèmes d'appoint peuvent offrir, s'ils sont dotés de nouveau de mécanismes de contrôle.

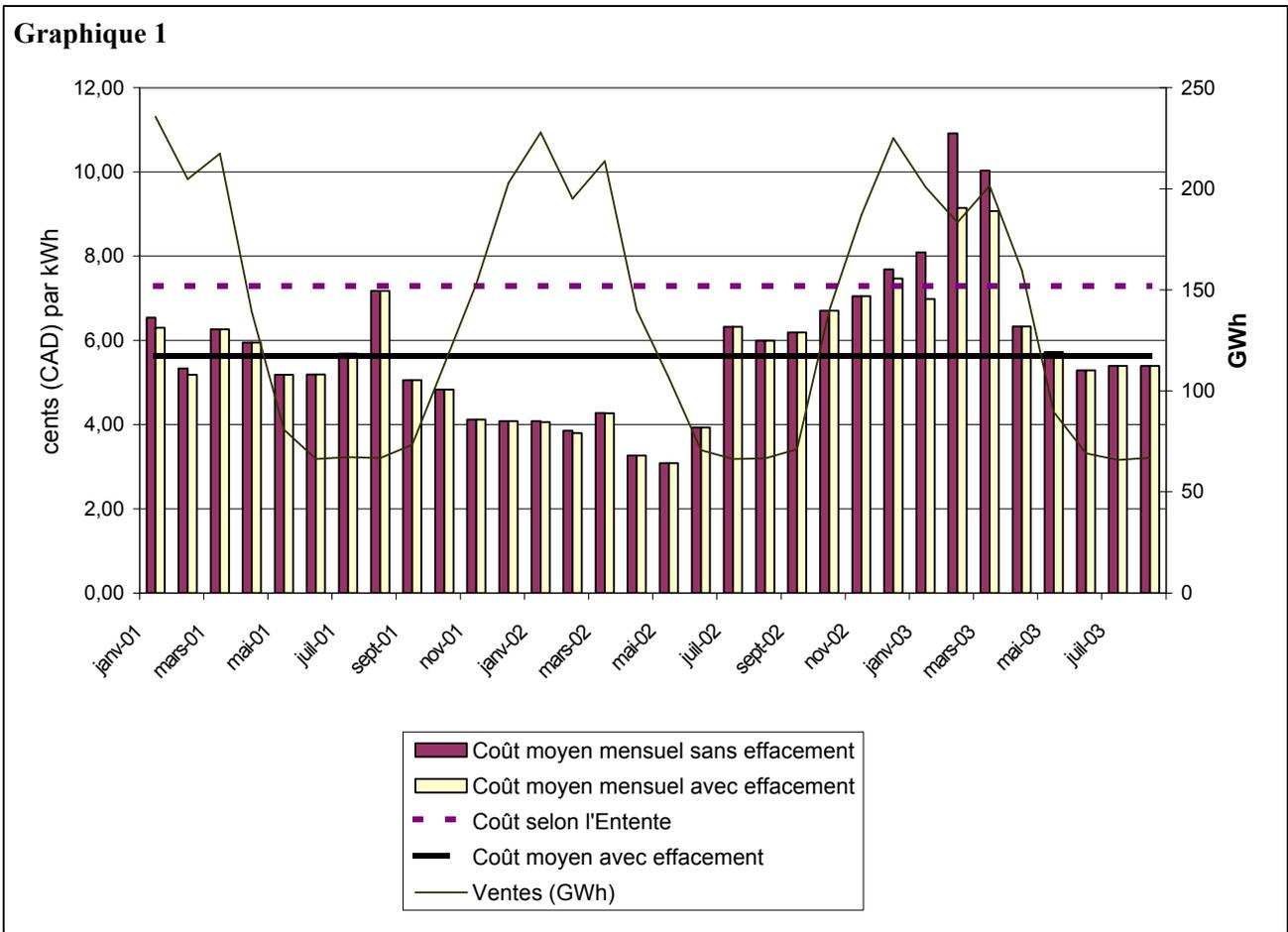
4.3.4 Résultats

Q Depuis le début de 2001, combien en aurait-il coûté au Distributeur pour acheter à New York d'énergie requise pour desservir le tarif BT ?

R En présumant la non-utilisation des équipements de bi-énergie, le coût moyen de fourniture pour toute la période aurait été de **5,78 cents (canadien) le kilowattheure**, transport compris. Avec l'utilisation des équipements de bi-énergie, **ce coût moyen descend jusqu'à 5,64 cents**. Le recours aux marchés de court terme de New York aurait donc été une option très intéressant en comparaison avec le prix de l'Entente de 7,3 cents le kWh.

Q Veuillez décrire en plus de détail les résultats de votre analyse.

R Le graphique numéro 1 ci-dessous présente plusieurs des conclusions de cette analyse.

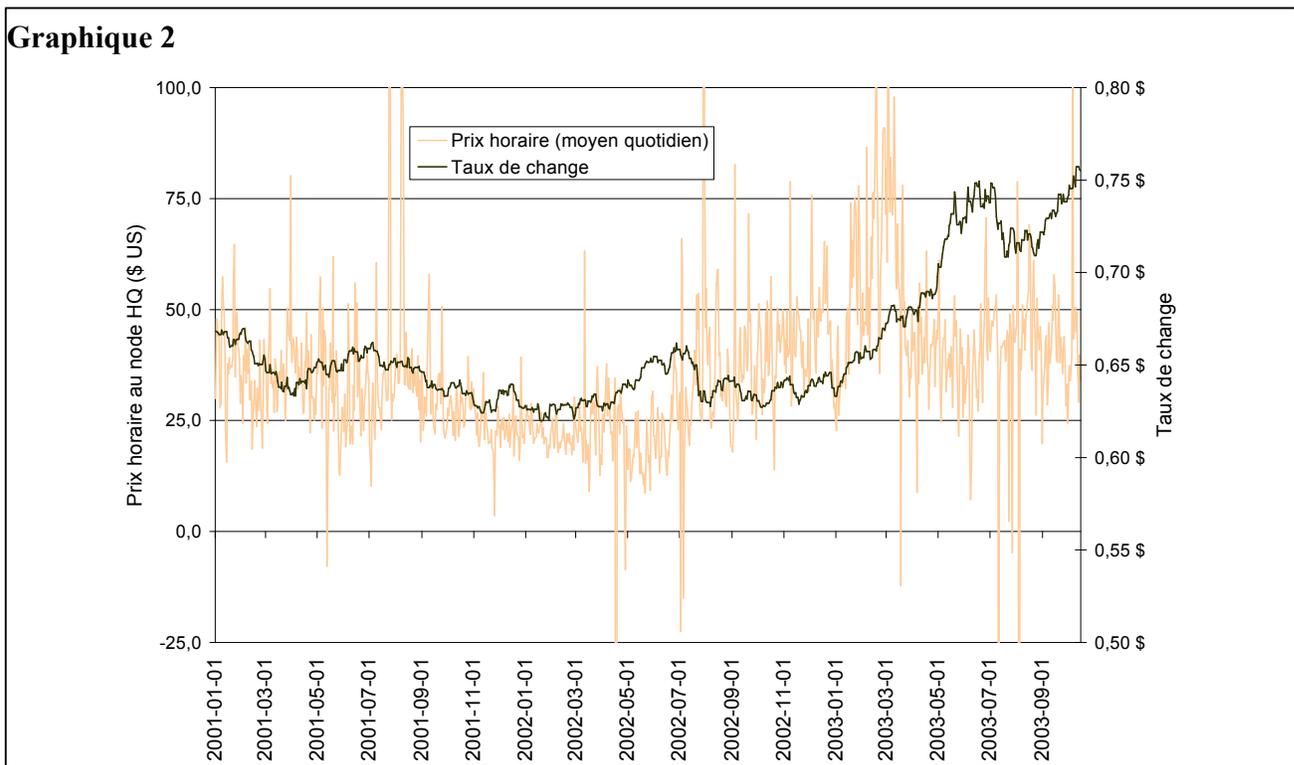


Les barres verticales indiquent le coût moyen de la fourniture BT, pour chaque mois entre janvier 2001 et août 2003. La différence entre les deux barres représente le bénéfice économique de l'effacement de la pointe.

Notons que ce coût moyen oscillait entre 5 et 7 ¢ le kWh pour la première partie de 2001, pour ensuite descendre jusqu'à un niveau de 3 à 4 ¢ le kWh pendant tout l'hiver de 2001-02 ainsi qu'au printemps de 2002. Entre l'été 2002 et le printemps 2003, le prix oscillait entre 6 et 7 ¢ le kWh, sauf pendant une période de trois mois au début de 2003 où les prix étaient sensiblement plus élevés. Depuis mai 2003, le prix moyen est encore en deçà de 6 ¢.

Les deux lignes horizontales représentent le coût moyen d'approvisionner le tarif BT en vertu de l'Entente (7,3 cents le kWh, la ligne pointillée) ou en faisant appel au marché horaire new-yorkais (5,64 cents le kWh, la ligne des tirets). Finalement, la courbe indique les ventes mensuelles en vertu du tarif BT, démontrant l'importante variation saisonnière associée à cette demande.

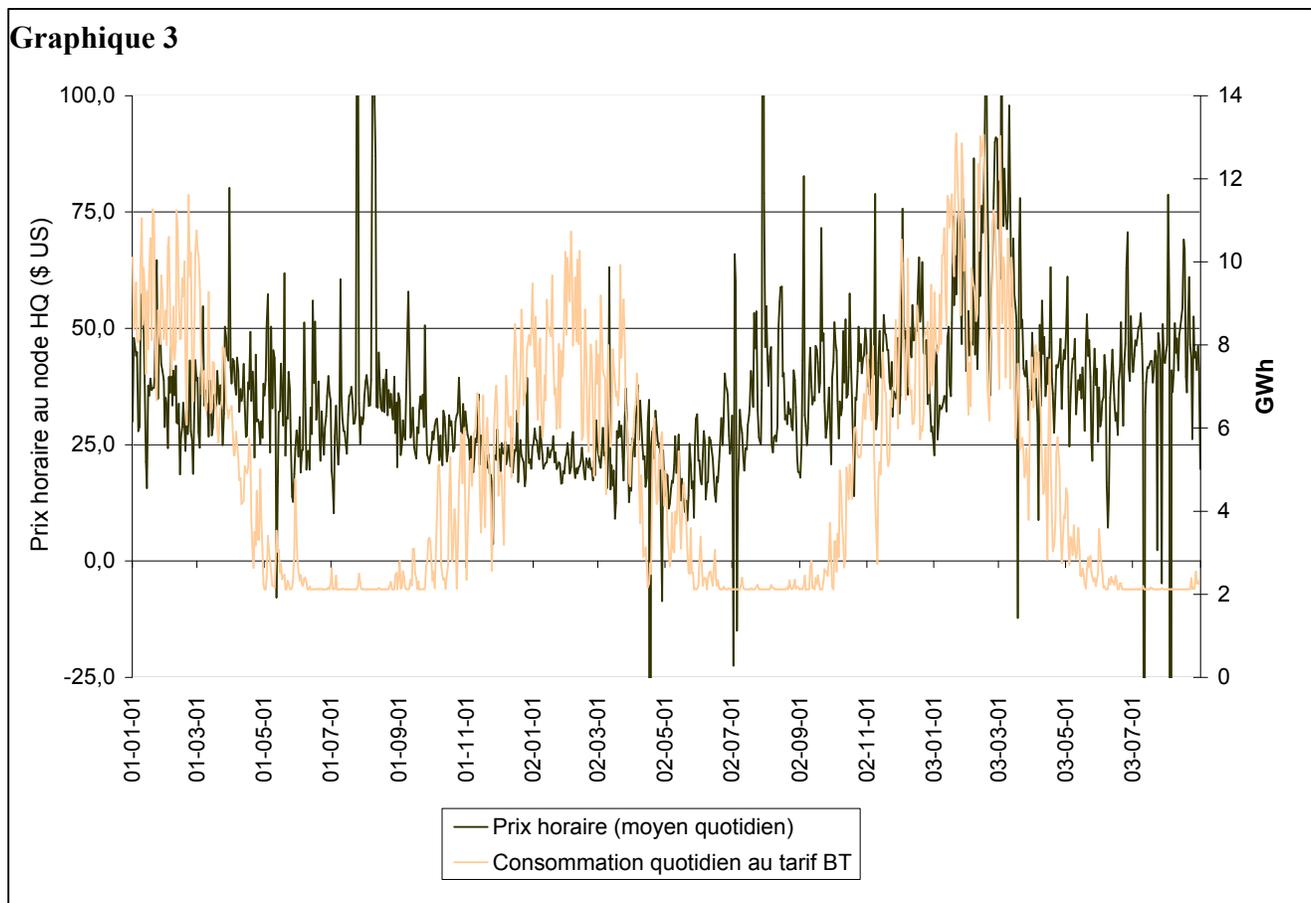
L'évolution de ces coûts reflète, en grande partie, les fluctuations du prix du marché de l'énergie. Cependant, elle intègre également les fluctuations du taux de change ainsi que le profil particulier de la demande BT.



L'évolution du prix du marché et du taux de change est présentée au Graphique 2, ci-dessus. Soulignons que l'augmentation soutenue de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain dans les derniers mois vient en partie réduire les conséquences des augmentations du prix de marché depuis l'été 2002.

Finalement, la relation entre le profil de consommation du tarif BT et le profil annuel des prix de l'énergie est démontrée au Graphique 3, sur la page suivante. Remarquons qu'en général les périodes de haute consommation au tarif BT (l'hiver) ne sont pas les périodes de

Graphique 3



plus haut prix au marché de New York. Il y a eu cependant une exception l'hiver dernier, où les mois de haute consommation BT ont coïncidé avec une période de forte croissance des prix.

4.4 La justification du prix selon l'Entente

Q D'après vos analyses, est-ce que la justification présentée par le Distributeur à l'égard du prix prévu à l'Entente est adéquate ?

R Non. Tel que nous l'avons vu ci-dessus, aucune des trois analyses présentées par le Distributeur n'est convaincante. Cela nous amène à conclure que le prix de l'Entente est trop élevé, qu'il soit en relation avec les coûts d'une centrale à cycle combiné ou avec ceux des marchés de court terme des réseaux avoisinants.

Q Quelle est votre conclusion à l'égard de la comparaison avec les coûts du contrat cyclable convenu entre le Distributeur et HQ Production ?

R Pour des raisons exposées auparavant, il nous semble que ce contrat n'est pas vraiment pertinent à l'Entente. Toutefois, son examen mène à la même conclusion que les autres analyses : que le prix de l'Entente est trop élevé.

Q Existe-t-il d'autres facteurs qui devront être pris en compte lorsqu'on fixe un prix de vente d'électricité entre deux divisions d'Hydro-Québec, sans appel d'offres ?

R Effectivement, les prix auxquels l'acheteur pourrait s'approvisionner ailleurs ne sont qu'un des facteurs pertinents. Les prix que le vendeur pourrait autrement obtenir pour son énergie sont également pertinents, dans la mesure où la réglementation essaye d'imiter le fonctionnement d'un marché véritablement concurrentiel.

5 Conclusions

5.1 La modification des dispositions tarifaires

Q Veuillez résumer vos conclusions quant aux dispositions tarifaires du tarif BT.

R Tel qu'expliqué dans la section 2, nous croyons qu'il serait souhaitable que la Régie supprime l'article 270 du règlement tarifaire, qui prévoit la réduction des livraisons au tarif BT en cas de pénurie énergétique. Cette disposition est mal adaptée au contexte réglementaire actuel et n'est pas appropriée, étant donné la séparation fonctionnelle entre HQ Production et le Distributeur. Nous sommes d'avis qu'une telle modification rendrait le tarif BT patrimonial et donc rendrait l'Entente caduque.

5.2 La justification du prix prévu à l'Entente

Q Veuillez donner votre appréciation de la justification du prix prévu à l'Entente.

R Nous avons examiné chacune des trois méthodes de balisage présentées par le Distributeur pour justifier le prix de l'Entente qu'il a signée avec HQ Production, et nous concluons que chacune de ces analyses surestime le coût d'alimenter la consommation au tarif BT.

Il existe des erreurs logiques importantes dans les comparaisons proposées par le Distributeur entre le prix prévu à l'Entente et le prix du contrat cyclable, d'une part, et d'une nouvelle centrale à cycle combiné, de l'autre. Combiné avec nos constats sur l'analyse des prix sur les marchés de court terme, nous ne pouvons éviter la conclusion que le prix prévu à l'Entente n'est pas justifié, et donc que l'Entente sert mal les intérêts de l'ensemble des consommateurs d'électricité au Québec.

Q Veuillez résumer vos constats concernant la comparaison avec les coûts d'une centrale à cycle combiné.

R La comparaison avec le coût d'une centrale à gaz naturel a omis de tenir compte du fait que les livraisons pour alimenter le tarif BT viendront d'une centrale existante. L'étude de Merrimack Energy à laquelle cette comparaison fait référence estimait les coûts de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle centrale, incluant les coûts fixes qui ne font pas partie du coût marginal pour la production d'énergie additionnelle d'une centrale existante. En soustrayant ces coûts fixes (frais de capacité et frais d'entretien fixes), le coût de l'énergie s'est réduit de 2,3 cents le kWh, ou par 22 % à 24 % du coût estimé.

Q Veuillez résumer vos constats concernant la comparaison avec les coûts du contrat cyclable d'HQ Production.

R Le contrat cyclable d'HQ Production est un contrat à long terme qui présuppose l'engagement de ressources à long terme. C'est par ailleurs pour cette raison que l'étude de Merrimack Energy, qui analyse les coûts d'une nouvelle centrale à cycle combiné, avait été déposée au soutien de la demande pour son approbation. Étant donné que l'Entente représente un engagement de ressources beaucoup moins lourd que le contrat cyclable, on peut s'attendre à ce que le prix soit également moins élevé.

Q Quelles sont vos conclusions quant aux coûts moyens d'approvisionner les ventes au tarif BT sur les marchés de court terme ?

R Notre analyse des coûts sur le marché de court terme démontre que le Distributeur pourrait effectivement obtenir l'énergie qu'il requiert pour la desserte du tarif BT à des prix beaucoup moindres que ceux qui résultent de l'analyse du Distributeur. Sa preuve indiquait un coût de fourniture de 7,2 cents le kWh pour le profil de consommation du tarif BT pour les années 2001 et 2004. De plus, le Distributeur affirme que ce prix *sous-estime* ce qu'il lui en coûterait

pour s'approvisionner sur ce marché, à cause des inexactitudes dans les volumes achetées d'avance.

Selon notre analyse, le véritable coût que le Distributeur aurait encouru s'il s'était approvisionné sur le marché de court terme de New York aurait été de 5,4¢ en 2001, de 5,2¢ en 2002 et de 6,7¢ pour les premiers huit mois de 2003. Il s'agit donc respectivement d'une réduction de 26 %, 29 % et 9 % par rapport au prix de l'Entente, comme l'indique le tableau suivant :

Coût moyen d'approvisionnement sur le marché de court terme de NY

	2001	2002	jan à août 2003	jan 2001 à août 2003
avec effacement (¢/kWh)	5,4	5,2	6,7	5,64
sans effacement (¢/kWh)	5,5	5,2	7,1	5,78
reduction par rapport à l'Entente	26%	29%	9%	23%

Q Quelles sont les implications de vos résultats à l'égard des bénéfices économiques reliés à l'effacement à la pointe ?

R Notre analyse démontre que, lorsque le tarif BT est approvisionné sur les marchés de court terme, le bénéfice économique qui découle de l'effacement de la pointe est non négligeable. Pour l'hiver 2002-03, le transfert aux systèmes de chauffage d'appoint aurait pu réduire les coûts d'approvisionnement de **11 %** ; pour le mois de février 2003, l'écart montait à **16,2 %**. Pour toute la période d'analyse, la consommation est réduite de 8 %, tandis que les coûts d'approvisionnements le sont de 13,4 %. Aux tarifs actuels, cela réduirait les pertes reliées au tarif BT de plus que 26 millions \$, comme l'indique le tableau suivant :

	sans effacement	avec effacement	différence
consommation (GWh)	4 749	4 368	8%
revenus (000 \$)	158 252	145 527	8%
coûts (000 \$)	289 832	250 918	13%
pertes (000 \$)	-131 580	-105 391	26 189

Q Est-ce surprenant que l'effacement de la pointe hivernale réduise le coût moyen d'approvisionnement, étant donné que l'État de New York connaît sa pointe en été ?

R Pas vraiment. Même si la pointe annuelle se trouve en été, ces résultats suggèrent que la consommation (et donc le prix de marché) à New York augmente lors des périodes de grand froid en hiver.

Q Quelles sont les implications de ce constat quant à la rentabilité future d'un tarif comme le BT qui offre une réduction dans le prix de l'énergie en échange d'un engagement de réduire la consommation lors des périodes de grand froid ?

R Il suggère que, dans la mesure où la ressource à la marge lors des périodes de grand froid sera constituée d'achats aux marchés de court terme, il y a un intérêt à maintenir un tel tarif. Les analyses quantitatives qui permettraient d'optimiser les paramètres tarifaires restent à faire.

5.3 Autres observations

Q Dans l'hypothèse où, pour une raison ou une autre, le tarif BT demeure non patrimonial, quelles questions devrait-on se poser?

R Premièrement, il faut se demander si la signature de l'Entente respecte les directions et orientations déjà fournies par la Régie. Dans le dossier R-3490-2002, concernant la demande de dispense de recourir à l'appel d'offres pour combler les besoins en électricité du tarif BT, le Distributeur a demandé subsidiairement que la Régie l'autorise à conclure un contrat de court terme, soit d'une durée d'un an, renouvelable²⁰. En réponse, la Régie a écrit :

Par ailleurs, du témoignage du directeur de Approvisionnement en électricité à Hydro-Québec, la Régie comprend que le distributeur ne peut négocier avec le producteur un prix avec un plafond de 3,32 ¢/kWh. À ce prix, il est impossible selon le distributeur de trouver de l'électricité sur les marchés. Cependant, ce témoin avance que si la Régie impose un coût d'approvisionnement de 3,32 ¢/kWh, et que le distributeur n'a pas à le négocier, le distributeur s'approvisionnera à ce coût auprès du producteur.⁷⁶

Compte tenu des éléments de preuve au dossier, la Régie maintiendrait le prix de l'approvisionnement à 3,32 ¢/kWh.

²⁰ D-2002-290, p. 26.

En conséquence, la Régie accorderait, si un tribunal supérieur en venait à la conclusion que le distributeur doit approvisionner les volumes d'électricité du tarif BT par appel d'offres, une dispense d'appel d'offre pour permettre au distributeur de s'approvisionner par contrat de court terme, se terminant en 2005, auprès du producteur pour satisfaire les besoins des abonnés au tarif BT au coût de 3,32 ¢/kWh. (nos soulignés)²¹

Il est difficile de voir dans ce texte une autorisation de négocier une entente à un prix plus que deux fois plus grand que le *status quo*. Il est d'autant plus surprenant que l'Entente ne prévoit pas des délais pour son approbation par la Régie. Rappelons que, selon l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie* :

2. Le distributeur d'électricité doit obtenir l'approbation de la Régie avant de conclure tout contrat d'approvisionnement en électricité, dont la durée des approvisionnements, mesurée du début prévu des livraisons à la fin des livraisons, est comprise entre trois mois et un an et dont le soumissionnaire est seul à avoir participé à l'appel d'offres, lorsque tous les soumissionnaires sont associés ou affiliés entre eux ou avec le distributeur d'électricité ou lorsque le plus bas soumissionnaire est associé ou affilié avec le distributeur d'électricité. (nos soulignés)

Il appartient à la Régie de déterminer si l'application du règlement se limite aux seuls contrats qui découlent d'un appel d'offres. Il semble claire cependant que l'esprit de l'article serait d'exiger l'approbation de la Régie pour des contrats de plus que trois mois a) dans tous les cas où il n'y a pas eu de la concurrence ouverte entre plusieurs compagnies qui ne sont pas affiliées avec Hydro-Québec, ou b) lorsque le fournisseur retenu est affilié avec Hydro-Québec. Étant donné que, dans le cas de l'Entente, les deux conditions sont satisfaites, il apparaît surprenant que le Distributeur n'ait pas introduit une clause pour rendre sa mise en application conditionnelle à l'approbation de la Régie.

Q Dans la mesure où le Distributeur est lié par l'Entente, quelles sont les options devant la Régie ?

R Dans une telle situation, des questions se posent quant à la prudence des gestes du Distributeur, qui pourrait remettre en question son droit de recouvrer ses coûts auprès des consommateurs d'électricité.

²¹ D-2002-290, p. 27.