

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC

R-3401-98

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

*In Re: Audience relative à la détermination
du prix unitaire moyen du transport et à la
modification des tarifs de transport
d'électricité*

HYDRO-QUÉBEC

– Demanderesse –

ET

OPTION CONSOMMATEURS,

– Intervenante –

**Argumentation écrite d'Option Consommateurs
sur la demande tarifaire de TransÉnergie**

Table des matières

1. Introduction.....	1
2. Cadre législatif.....	1
2.1. Définition de "réseau de transport"	1
2.2. Allocation des coûts et tarification	3
3. Base de tarification.....	5
3.1. Actifs composant la base de tarification.....	5
3.2. Fonds de roulement réglementaire	5
3.2.1. Les délais d'encaissement et de décaissement	6
3.2.2. Les taxes de vente fédérale et provinciale (TPS et TVQ).....	7
3.2.3. Un élément absent: la provision pour mauvaise créance.....	8
4. Structure de capital et taux de rendement sur la base de tarification	8
5. Revenu requis	9
5.1. Conventions comptables: les immobilisations en cours	9
5.1.1. Le moment de l'addition à la base de tarification.....	9
5.1.2. Le taux d'intérêt appliqué sur les immobilisations en cours.....	11
5.2. Les charges de services partagés, les frais corporatifs et la facturation interne	12
5.2.1. Notre compréhension de la preuve	13
5.2.2. Commentaires d'Option consommateurs	18
6. Planification du réseau.....	26
7. Allocation des coûts et tarification.....	30
7.1 Introduction	30
7.2. Caractérisation de la proposition d'Hydro-Québec :	30
7.2.1. La preuve d'Hydro-Québec est confuse.....	30
7.2.2. La proposition d'Hydro-Québec n'est pas le 1 CP mais autre chose.....	33
7.2.3. La proposition d'Hydro-Québec est économiquement inefficace	34
7.2.4. La proposition d'Hydro-Québec est inéquitable	35
7.2.5. Conclusion	35
7.3. La proposition d'Option consommateurs	35
7.3.1. Notre proposition : le 12 NCP	35
7.3.2. La réplique d'Hydro-Québec.....	43
7.4. Les autres propositions	49
7.4.1. L'allocation des coûts et la tarification par fonction.....	49
7.4.2. Le prix de marché	49

7.5. Conclusion	50
8. Autres sujets.....	51
8.1. La fermeture réglementaire des livres	51
8.2. Les indices de qualité de service	51
8.3. La réglementation incitative à la performance	51
8.4. Les autres sujets non traités dans cette argumentation	52
9. Conclusion et recommandations	53
9.1. Demande de remboursement des frais.....	53
9.2. Commentaires sur le processus.....	53

1. Introduction

Option consommateurs présente ici son argumentation finale dans le premier dossier tarifaire de TransÉnergie (dossier R-3401-98). Notre intervention a surtout été orientée sur le thème de l'allocation des coûts et la tarification du service de transport, telle qu'en témoigne la pièce OC-1, notre seule preuve en l'instance. Cependant, notre argumentation portera sur plusieurs autres sujets sur lesquels Option consommateurs détient un intérêt manifeste.

2. Cadre législatif

À l'instar d'Hydro-Québec, Option consommateurs est d'avis que *la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*¹ (ci-après *Projet de loi 116*) précise de manière importante le cadre législatif et réglementaire applicable à TransÉnergie, notamment en ce qui concerne la définition du réseau de transport et l'allocation de certains coûts liés au transport d'électricité.

Aussi, devant l'abondance des références aux décisions et politiques de la FERC, Option consommateurs juge pertinent de réaffirmer la primauté de la *Loi sur la Régie* eu égard à l'ensemble de l'exercice de réglementation de TransÉnergie. L'analyse comparative constitue certainement un outil de prédilection dans les choix qu'exercera le régulateur. Toutefois, devant un texte exprimant clairement la volonté du législateur, les décisions d'autres juridictions, aussi pertinentes soient-elles, doivent être rejetées.

Cependant, et bien qu'Option consommateurs n'ait pas abordé ce sujet spécifiquement, il semble évident que l'expérience du FERC est tout à fait pertinente lorsqu'il s'agit d'évaluer la structure corporative et opérationnelle la plus favorable au développement d'un marché de gros réellement concurrentiel.

2.1. Définition de "réseau de transport"

L'application faite par Hydro-Québec de la définition du réseau de transport contenue à l'article 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (ci-après la *Loi* ou *LRÉ*), tel que modifiée par le *Projet de loi*

¹ L.Q. 2000, C. 22.

1 116, nous apparaît, à plusieurs égards, conforme à la Loi. Ainsi, la précision des termes employés
2 par le législateur semble mettre fin au débat entourant la problématique des actifs de transport
3 potentiellement liés à la fonction de production (« GRTA »).

4 En effet, en vertu de la définition de l'article 2 de la Loi, le réseau de transport d'électricité est
5 constitué de l'ensemble des actifs situés entre la sortie des centrales de production ("y compris les
6 transformateurs élévateurs de tension") et le réseau de distribution.

7 Par ailleurs, afin de préciser toute l'étendue de la définition du réseau de transport, il nous apparaît
8 tout aussi pertinent de citer la définition du réseau de distribution tel que modifié par le projet de
9 Loi 116.

10 *«réseau de distribution d'électricité»: l'ensemble des installations*
11 *destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de*
12 *transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de*
13 *moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les*
14 *points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le*
15 *cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur*
16 *d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et*
17 *des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité ;*

18 Il est clair, ici, que le réseau de distribution d'électricité commence à la sortie des transformateurs
19 abaissant le niveau de tension de plus de 44 kV à moins de 44 kV. Ainsi, la lecture conjointe de
20 ces deux définitions nous amène à conclure que la transformation Haute-tension (HT)/Moyenne-
21 tension (MT) est bien une activité physique réalisée par le transporteur d'électricité et non par le
22 distributeur. Partant, les coûts de transformation HT/MT doivent être considérés comme des
23 coûts nécessaires à la prestation du service de transport et être récupérés des consommateurs de
24 transport comme tels.

25 Par contre, force est de constater que le législateur ne nous a pas donné d'indication aussi claire
26 en ce qui concerne les interconnexions. Il semble en effet y avoir ici une zone grise dont la
27 solution ne se retrouve pas uniquement dans la définition juridique du réseau de transport et pour
28 laquelle la Régie possède une discrétion plus large qu'en matière de transformateurs élévateurs et
29 abaisseurs de tension. Hydro-Québec semble d'ailleurs consciente de cela lorsqu'elle énumère ce
30 que comprend le réseau de transport au sens de l'article 2 de la Loi.

31 *Ces actifs comprennent donc, notamment, les transformateurs élévateurs*
32 *de tension, les équipements de raccordements des centrales de production*
33 *au réseau de transport lui-même, les lignes de transport, les lignes dites*

1 *nordiques et les transformateurs abaisseurs.*²

2 Quelle est la conséquence réglementaire de cette omission du législateur? Comme nous le verrons
3 à la section suivante, Option consommateurs est d'opinion que si conséquence il y a, celle-ci
4 relève de l'allocation particulière des coûts liés aux interconnexions.

5 **2.2. Allocation des coûts et tarification**

6 C'est l'article 49 de la Loi qui encadre les pouvoirs de la Régie en matière d'allocation des coûts
7 et de tarification. Pour les fins de la récupération des coûts de transport d'électricité, nous notons
8 en particulier les paragraphes suivants:

9 **49.** *Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un*
10 *tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la*
11 *Régie doit notamment : (...)*

12 *6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à*
13 *chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la*
14 *concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de*
15 *tarifs ;*

16 *7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation*
17 *du service sont justes et raisonnables ; (...)*

18 *11° maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet*
19 *contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du*
20 *réseau de transport d'électricité.*

21 *La Régie peut, pour un consommateur ou une catégorie de*
22 *consommateurs, fixer un tarif afin de financer les économies d'énergie*
23 *non rentables pour un distributeur de gaz naturel mais rentables pour ce*
24 *consommateur ou cette catégorie de consommateurs.*

25 *Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime*
26 *appropriée.*

27 La lecture combinée du paragraphe 11 de l'article 49 et des définitions de l'article 2 font ressortir
28 clairement la volonté du législateur d'établir un tarif de type timbre-poste, selon lequel tous les
29 consommateurs de transport doivent payer pour tous les coûts du réseau de transport quelque soit
30 l'utilisation qui est faite par un consommateur particulier ou une catégorie de consommateurs des
31 divers actifs du réseau.

32 Par le Projet de loi 116, le législateur a, d'une part, spécifiquement précisé la définition du réseau
33 de transport en y délimitant les frontières des activités du transporteur eu égard au producteur et

² Argumentation d'Hydro-Québec, p. 15

1 au distributeur de manière non-équivoque et, d'autre part, en exprimant sa volonté d'y voir
2 l'application d'un tarif uniforme sur l'ensemble du territoire et pour l'ensemble du réseau. En ce
3 sens, nous adhérons entièrement aux propos d'Hydro-Québec à l'effet que la LRÉ ne permet pas
4 une allocation des coûts «qui aurait pour effet de transférer à Hydro-Québec uniquement, soit
5 dans ses activités de producteur d'électricité, soit dans ses activités de distributeur, la totalité des
6 coûts de certains équipements de transport **clairement** inclus dans la définition de réseau de
7 transport d'électricité³ ». Une telle allocation des coûts viderait de sens les précisions apportées
8 tant à l'article 2 (définition des réseaux de transport et de distribution) qu'au paragraphe 11 de
9 l'article 49 de la Loi.

10 Il s'agit là d'une interprétation conforme au principe de cohérence de la loi, codifié à l'article 41
11 de la Loi d'interprétation du Québec⁴ et selon lequel « l'interprète des lois doit tendre à leur
12 intégration en un système cohérent plutôt qu'à leur morcellement et à leur discontinuité. »⁵

13 À titre d'exemple, quel serait le sens de la modification législative apportée à la définition de
14 réseau de distribution, si l'on devait allouer au Distributeur (la charge locale) , via une tarification
15 par fonctions, les coûts associés aux transformateurs abaisseurs alors que ceux-ci ont été
16 explicitement exclus de la base tarifaire de ce dernier. Si, comme certains intervenants le
17 prétendent, ces coûts devraient être alloués exclusivement à la charge locale, le législateur aurait
18 parlé pour ne rien dire puisque la modification apportée à la définition du réseau de distribution
19 serait littéralement sans objet.

20 Nous croyons donc que, si une tarification par fonctions devait être implantée, celle-ci ne devrait
21 s'appliquer qu'à des parties du réseau qui sont clairement exclues de la définition juridique qui
22 nous est offerte dans la LRÉ. Il pourrait s'agir, par exemple, d'une tarification pour l'utilisation
23 de la fonction interconnexions. Toutefois, nous ne croyons pas qu'il soit possible de réaliser un
24 tel exercice dans le présent dossier tarifaire.

³ Argumentation finale d'Hydro-Québec, pp.15-16.

⁴ Loi d'interprétation, L.R.Q., c. F16. «**41.1.** Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui découle de l'ensemble et qui lui donne effet.»

⁵ Propos du juge Beetz dans *R. c. Nabis*, [1975] 2 R.C.S. 485, tel que cités dans Côté, Pierre-André, *Interprétation des Lois*, Les Éditions Thémis, 3^e édition, 1999, p.390.

3. Base de tarification

3.1. Actifs composant la base de tarification

Option consommateurs est bien en mal d'évaluer avec certitude si l'ensemble des actifs allégués comme faisant partie de la base de tarification ont tous été prudemment acquis et s'ils sont utiles et utilisés aux fins de la prestation du service de transport. En effet, l'historique réglementaire étant très réduit et en raison de changements comptables survenus dans les livres de la société intégrée Hydro-Québec, on ne peut s'assurer de façon satisfaisante que l'évolution de la base de tarification entre 1997 et 2001 est bien justifiée.

Malgré cela, l'article 164.1 de la LRÉ présume prudemment acquis et utiles les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. Cette présomption règle le débat à cet égard.

3.2. Fonds de roulement réglementaire

Hydro-Québec demande l'approbation d'un fonds de roulement réglementaire présumé, afin de compenser l'actionnaire pour les avances de fonds qu'il a effectuées en vue de la prestation du service de transport.

Nous considérons que l'addition d'un fonds de roulement réglementaire à la base de tarification est pratique courante dans l'industrie de la réglementation. Par exemple, les deux distributeurs gaziers du Québec recouvrent de leurs clients une surcharge destinée spécifiquement aux fins de compenser l'actionnaire pour les avances de fonds. Dans ce contexte, il peut apparaître approprié que TransÉnergie soit dotée d'un tel fonds.

Cependant, force est de reconnaître également que TransÉnergie dispose déjà de liquidités plus que suffisantes pour la gestion quotidienne des entrées et sorties de fonds. En effet, TransÉnergie justifie ainsi le besoin d'une position de trésorerie de 250 M\$:

Q51.3 En page 33, lignes 10 à 14, de la pièce HQT-8, document 1, veuillez justifier le besoin d'une position de trésorerie de 250 M\$.

R51.3 Le niveau d'encaisse prévu de 250 M\$ au 31 décembre 2000 et 2001 constitue, de par notre expérience, un niveau raisonnable pour faire face aux besoins de liquidités de l'entreprise. Notons que cette variable a un impact négligeable sur le revenu requis du transporteur en 2001. En effet, en raison de l'utilisation dans la base tarifaire du transporteur d'un fonds de roulement réglementaire, une variation du

1 niveau d'encaisse au 31 décembre 2000 et 2001 n'a pas d'impact sur la
2 base tarifaire. Par ailleurs, une telle variation aurait un impact
3 pratiquement nul sur le coût moyen de la dette en 2001⁶.

4 S'il est vrai que l'entreprise dispose de suffisamment de liquidités, l'on peut se questionner sur la
5 pertinence même d'un fonds de roulement réglementaire. **Nous demandons respectueusement à**
6 **la Régie de ne pas accorder du tout de fonds de roulement réglementaire à TransÉnergie,**
7 **vue le "niveau raisonnable" des liquidités de l'entreprise. Rappelons que ces liquidités**
8 **proviennent des clients dans les années précédentes et ceux-ci n'ont pas pour autant reçu de**
9 **rémunération. Une telle décision aurait pour impact de réduire de 5,3 M\$ le revenu requis**
10 **du transporteur, en réduisant de 53 M\$ la base de tarification moyenne pour 2001.**

11 Subsidiairement, si la Régie accepte la pertinence d'un fonds de roulement réglementaire, nous
12 sommes d'avis que les lignes de dépenses proposées sont généralement convenables, sous réserve
13 des remarques et propositions suivantes.

14 **3.2.1. Les délais d'encaissement et de décaissement**

15 Tout d'abord, nous notons qu'Hydro-Québec⁷ propose de baser son fonds de roulement sur une
16 étude *lead/lag* qui reflète de manière théorique les délais d'entrée et sortie de fonds. Par exemple,
17 le délai de recouvrement (*revenue lag*) est déterminé en additionnant les délais de consommation
18 (*service lag*, 15,2 jours), de facturation (*billing lag*, 1,3 jour) et d'encaissement (*collection lag*, 21
19 jours). Ce dernier délai de 21 jours est basé sur le règlement tarifaire, qui prévoit que la facture de
20 transport est payable au terme de l'échéance de 21 jours. De manière générale, les délais
21 d'encaissement et de décaissement seraient tirés d'une étude réalisée en 1997.

22 L'approche de la demanderesse diverge ici de la pratique réglementaire, qui consiste à refléter le
23 plus fidèlement possible ces délais d'entrée et de sortie de fonds en les basant sur les données
24 réelles de l'année historique la plus récente. À titre d'exemples, le délai d'encaissement (*collection*
25 *lag*) ne doit pas être basé sur le règlement tarifaire mais bien sur la moyenne des délais
26 d'encaissement des factures payées de l'année précédente et les délais pour les dépenses
27 d'exploitation sont basés sur la moyenne des délais de paiements des comptes à payer. Tant

⁶ HQT-13 doc. 1, pages 82-83 (nos gras).

⁷ Nous supposons ici que les principes mis de l'avant par TransÉnergie seront repris intégralement par Hydro-Québec – Distribution, sauf indications contraires de la Régie.

1 Gazifère que Gaz Métropolitain, ainsi que toutes les autres sociétés de distribution d'énergie dont
2 nous avons connaissance, sont soumises à une telle procédure. Dans le cas des distributeurs
3 québécois, les délais réels de l'année historique doivent être déposés à la Régie dans le dossier de
4 fermeture réglementaire des livres.

5 **Nous soumettons respectueusement à la Régie qu'Hydro-Québec doit être soumise à cette**
6 **même règle, par conformité avec la pratique réglementaire québécoise et par souci de**
7 **justesse des tarifs également. Nous demandons donc qu'Hydro-Québec soit tenue de**
8 **calculer, en fermeture réglementaire de ses livres, les délais réels pour l'ensemble des lignes**
9 **de dépenses et de revenu applicables. Nous demandons également que l'étude *lead/lag***
10 **déposée dans le dossier tarifaire soit présentée sous le même format que celui de Gazifère⁸,**
11 **dont l'étude est plus précise et détaillée que celle de Gaz Métropolitain.**

12 **3.2.2. Les taxes de vente fédérale et provinciale (TPS et TVQ)**

13 À la pièce HQT-7 doc. 5.1, Hydro-Québec explique que les taxes de vente fédérale et provinciale
14 font augmenter les besoins en fonds de roulement car les taxes sur les dépenses d'exploitation
15 sont payées bien avant que le ministère du Revenu du Québec ne les lui rembourse. De plus, les
16 taxes perçues auprès des consommateurs de transport et à être remboursées au gouvernement ne
17 sont pas suffisantes pour faire réduire le besoin en fonds de roulement. Finalement, Hydro-
18 Québec propose que les taxes perçues par elle auprès des consommateurs de la charge locale
19 soient traitées dans le cadre de la cause de distribution, en raison de l'absence de transaction
20 financière entre TransÉnergie et Hydro-Québec – Distribution.

21 Nous jugeons raisonnable le traitement qui est proposé par la demanderesse quant aux taxes de
22 vente. Nous acceptons également la proposition d'Hydro-Québec de traiter des taxes de vente sur
23 le service de transport comme élément du fonds de roulement réglementaire de distribution pour
24 les consommateurs de la charge locale. Nous soulignons, toutefois, que le même traitement devra
25 être accordé à la fourniture d'électricité, pour laquelle aucune transaction financière n'a lieu entre
26 le Groupe Production et Distribution, et pour les autres unités de service ou d'affaires d'Hydro-
27 Québec. Nous recommandons donc à la Régie d'accepter la proposition d'Hydro-Québec.

⁸ Voir, par exemple, l'onglet 12 de la preuve de Gazifère dans le dossier R-3464-2001 (GI-12 doc. 1 à 3).

3.2.3. Un élément absent: la provision pour mauvaise créance

La pratique réglementaire veut que les consommateurs soient compensés, dans le fonds de roulement, pour les mauvaises créances que l'entreprise réglementée n'a pu recouvrer totalement. En effet, les mauvaises créances se répercutent sur le délai réel d'encaissement en l'allongeant considérablement. Lorsque l'entreprise réglementée fait passer un compte à recevoir au compte des mauvaises créances, il est juste qu'elle ne reçoive pas de compensation pour avoir avancé les sommes tout ce temps. À cet effet, les entreprises réglementées retrouvent dans leur fonds de roulement une provision pour mauvaises créances qui, dans les faits, *réduit* les besoins en fonds de roulement, étant de signe négatif. Tant Gazifère que Gaz Métropolitain sont soumises à une telle règle.

Nous soulignons cependant que le nombre de consommateurs de transport est relativement limité et que ce montant peut être relativement minime, voire nul. En dépit de cette réserve, au fur et à mesure que le marché de gros se développe au Québec, il sera de plus en plus plausible que certains grossistes soient de moins bons payeurs et que leurs comptes passent aux mauvaises créances, rendant ainsi nécessaire la compensation des autres clients de transport, dont la charge locale. De plus, par souci de conformité avec la pratique réglementaire québécoise et de justesse des tarifs, **nous recommandons à la Régie de prévoir une provision pour mauvaises créances dans le fonds de roulement réglementaire.**

4. Structure de capital et taux de rendement sur la base de tarification

Tel qu'indiqué dans notre lettre du 14 septembre 2000 dernier, nous avons convenu avec la Coalition industrielle que celle-ci se chargerait seule des sujets très complexes de la structure de capital et du taux de rendement sur la base de tarification. En effet, sur ces sujets, les consommateurs de toutes les catégories tarifaires ont exactement le même intérêt, soit celui de réduire le plus possible le taux moyen du coût en capital.

Option consommateurs appuie donc sans réserve les conclusions de la Coalition industrielle à cet égard.

5. Revenu requis

Option consommateurs est bien en mal d'évaluer la pertinence et l'utilité des dépenses jugées par Hydro-Québec comme étant nécessaires à la prestation du service de transport. Parmi les faits qui empêchent une analyse rigoureuse des dépenses présentées, notons qu'Hydro-Québec a présenté les dépenses pour l'année-témoin projetée uniquement sur une base globale et non de façon détaillée⁹, ce qui en a rendu l'analyse très difficile. Notons également que la façon dont Hydro-Québec semble favoriser ses propres activités non-réglées dans les transactions entre TransÉnergie et les autres unités d'affaires et de services d'Hydro-Québec, ce qui constituerait un accroc majeur aux principes réglementaires généraux en la matière. À tout événement, nous recommandons la prudence à la Régie et demandons à ce que les dépenses demandées soient réduites de 50% et d'ordonner à Hydro-Québec de produire une étude complète et indépendante sur la pertinence et l'utilité des dépenses de services partagés et corporatives.

5.1. Conventions comptables: les immobilisations en cours

Répondant à la demande de la Régie dans sa décision D-2000-102, TransÉnergie propose que les immobilisations en cours ne soient intégrées à la base de tarification que lors de leur mise en exploitation et qu'entretiens, les coûts de construction soient capitalisés au taux moyen du coût en capital ou taux de rendement sur la base de tarification. Nous traitons de ces deux propositions tour à tour.

5.1.1. Le moment de l'addition à la base de tarification

À prime abord, nous sommes satisfaits de la proposition de TransÉnergie en ce qui a trait au moment de l'addition des nouveaux actifs à la base de tarification; seulement, nous pensons que la proposition de la demanderesse ne va pas assez loin du point de vue du traitement réglementaire des nouveaux actifs.

En effet, tout comme TransÉnergie, nous croyons plus acceptable pour la clientèle que les immobilisations en cours ne soient pas financées par leur addition pure et simple dans la base de tarification. Pour le transporteur, cette proposition de traitement est conforme avec l'esprit d'une bonne réglementation, selon laquelle les consommateurs ne paient que pour ce qu'ils utilisent.

⁹ Voir la pièce HQT-6 doc. 3, pages 6-7.

1 Nous sommes d'accord avec Hydro-Québec sur ce point. Cependant, il reste également deux
2 questions majeures à traiter, qui sous-tendent l'ensemble du processus réglementaire: celui du
3 caractère prudemment acquis de ces nouvelles immobilisations et du caractère raisonnable des
4 sommes encourues.

5 L'hypothèse implicite faite par Hydro-Québec dans sa proposition est qu'une fois reçue
6 l'approbation par la Régie d'un nouveau projet d'investissement, sur la base des projections *ex*
7 *ante* de coûts et de revenus, l'addition à la base de tarification dans le futur est chose faite et ce,
8 indépendamment du coût *ex post* de ce nouvel investissement et des actions entreprises par
9 l'entreprise réglementée pour réaliser le projet. Or, l'article 49(1) de la Loi dit ce qui suit:

10 **49.** *Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un*
11 *tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinement de gaz naturel, la*
12 *Régie doit notamment :*

13 *1° établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un*
14 *distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment, de la juste*
15 *valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour*
16 *l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou d'un réseau de*
17 *distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de*
18 *recherche et de développement et de mise en marché, des programmes*
19 *commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement*
20 *requis pour l'exploitation de ces réseaux ; (nos gras)*

21 Autrement dit, Hydro-Québec prétend implicitement que l'approbation *ex ante* d'un projet
22 d'investissement suffit pour que la Régie juge l'investissement comme "prudemment acquis".
23 Nous sommes en désaccord avec cette hypothèse: le jugement porté *ex post* par la Régie sur le
24 caractère prudemment acquis n'est en rien tributaire de sa décision *ex ante* sur l'utilité du nouveau
25 projet d'investissement pour l'exploitation du réseau de transport. Le contrôle des coûts de
26 construction et la raisonnable des sommes encourues sont parmi les questions centrales de la
27 réglementation économique d'un monopole comme le transport d'électricité et ne doivent pas être
28 prises à la légère.

29 Nous proposons que les immobilisations en cours soient, lors de leur approbation par la Régie,
30 portées à un compte de frais reportés pour traitement réglementaire ultérieur. Lors de leur mise en
31 exploitation, la Régie devrait étudier la raisonnable des frais encourus par le transporteur et le
32 caractère prudemment acquis des nouvelles installations. Si la Régie devait conclure, au terme
33 d'une telle étude, que le transporteur a été négligeant et imprudent dans l'acquisition de ces
34 nouvelles installations et qu'il en a résulté un surcoût injustifié pour la clientèle assujettie, la

1 Régie pourrait alors choisir de protéger la clientèle en faisant porter par l'actionnaire le surcoût en
2 question.

3 Une telle procédure est d'autant plus nécessaire que TransÉnergie ne veut absolument pas d'un
4 processus de fermeture réglementaire des livres qui sert, dans le gaz naturel, d'occasion pour faire
5 le suivi des nouveaux investissements. Nous croyons que notre proposition servira d'incitatif très
6 puissant pour le transporteur à demeurer efficace dans ses coûts lors de la construction des
7 nouvelles installations, en le rendant responsable au moins en partie des surcoûts qu'il peut
8 occasionner.

9 **Option consommateurs demande donc respectueusement à la Régie d'instaurer sa**
10 **proposition de mécanisme en deux étapes pour l'addition des nouvelles immobilisations à la**
11 **base de tarification.**

12 **5.1.2. Le taux d'intérêt appliqué sur les immobilisations en cours**

13 Hydro-Québec propose que le taux d'intérêt utilisé pour le financement des immobilisations en
14 cours soit le taux de rendement sur la base de tarification. La demanderesse est d'avis que la
15 capitalisation au simple taux d'emprunt ne refléterait pas adéquatement l'investissement de
16 l'actionnaire dans le nouveau projet.

17 Option consommateurs accepte la justification avancée pour l'inclusion d'une composante
18 rendement dans le taux d'intérêt appliqué sur les immobilisations en cours, au même titre qu'une
19 composante dette. Toutefois, Option consommateurs est en désaccord complet avec le choix du
20 taux de rendement sur la base de tarification comme taux d'intérêt juste et raisonnable. **Pour**
21 **l'intervenante, la Régie doit appliquer le taux du coût en capital prospectif, beaucoup plus**
22 **acceptable pour la clientèle et beaucoup plus conforme à l'esprit d'une réglementation**
23 **efficace et juste.**

24 En premier lieu, il convient de reconnaître que les nouveaux investissements sont moins coûteux
25 que ceux déjà réalisés. Cela se traduit en un coût en capital prospectif plus bas que le taux de
26 rendement sur la base de tarification, qui lui reflète les investissements déjà réalisés. En effet, le
27 taux de rendement sur la base de tarification est de 10,005% alors que le taux du coût en capital

1 prospectif n'est que de 8,4%¹⁰. La différence, selon Hydro-Québec elle-même, s'explique par le
2 fait que la nouvelle dette coûte substantiellement moins chère que la vieille¹¹. Si le capital lui-
3 même coûte moins cher, les fonds nécessaires à son financement doivent nécessairement coûter
4 moins cher également, car il s'agit des mêmes sources de financement. La proposition d'Hydro-
5 Québec ne traduit donc pas un état de fait qu'elle admet aisément par ailleurs. De plus, accepter la
6 proposition d'Hydro-Québec reviendrait à lui donner un bonus non mérité à la fin de l'année. Un
7 tel bonus est d'autant plus inacceptable pour les clients qu'aucun régime incitatif n'existe ni ne
8 sera mis en place avant plusieurs années.

9 Ensuite, la proposition d'Hydro-Québec irait à l'encontre de l'objectif que la Régie doit
10 rechercher. Nous soumettons respectueusement que la Régie doit chercher à réduire le coût en
11 capital du transporteur en essayant autant que faire se peut de faire tendre le taux de rendement
12 sur la base de tarification vers celui du coût en capital prospectif, dans la mesure où celui-ci est
13 plus bas que celui-là. En acceptant que les intérêts soient financés au taux de rendement sur la
14 base de tarification, la Régie irait exactement dans le sens inverse.

15 **Pour ces deux raisons, nous proposons d'utiliser le coût en capital prospectif comme taux**
16 **d'intérêt à appliquer sur les immobilisations en cours**^{12,13}.

17 **5.2. Les charges de services partagés, les frais corporatifs et la facturation interne**

18 Hydro-Québec propose que certains services fournis par d'autres unités d'affaires et de services
19 soient facturés à TransÉnergie sur la base de son utilisation. Ces services sont de divers ordres:
20 télécommunications, approvisionnements, gestion des immeubles et des véhicules, construction,

¹⁰ Argumentation finale d'Hydro-Québec du 9 août 2001, page 89.

¹¹ Voir HQT-13 doc. 1, page 82, réponse 51.1.

¹² Nous notons, cependant, que l'utilisation du taux de rendement sur la base de tarification pour la capitalisation des coûts de construction pourrait être acceptable si les immobilisations en cours étaient versées à la base de tarification dès maintenant et non pas lors de leur mise en exploitation. Dans ce cas, il y aurait alors changement dans la composition de la dette de TransÉnergie entre la vieille dette, plus coûteuse, et la nouvelle dette, moins coûteuse. Ce changement de composition se répercuterait en une réduction du taux moyen du coût en capital c'est-à-dire du taux de rendement sur la base de tarification. Nous ne proposons pas cette approche car elle se marierait mal avec le besoin d'une étude *ex post* du caractère "prudemment acquis" des nouvelles installations. De plus, d'un point de vue pratique, elle nécessiterait une réévaluation complète du revenu requis et du niveau du tarif. L'utilisation du coût en capital prospectif nous apparaît donc préférable.

¹³ Nous en profitons pour rappeler que si la Régie devait accepter la proposition de la Coalition industrielle en ce qui a trait au taux de rendement sur l'avoir propre, le coût en capital prospectif serait plus bas que 8,4%, plus près de 7,7% selon nos calculs.

1 ingénierie, recherche et développement, etc. À ces charges de services partagés s'ajoutent des
2 charges corporatives imputées afin de répartir entre les diverses unités les frais corporatifs qui ne
3 sont pas directement attribuables à l'une ou l'autre de ces unités. L'utilisation de ces services par
4 l'ensemble des unités d'affaires d'Hydro-Québec permettrait, selon celle-ci, de réaliser des
5 économies d'échelle.

6 D'entrée de jeu, Option consommateurs doit avouer qu'elle a eu bien de la difficulté à saisir toute
7 la portée de la preuve d'Hydro-Québec sur ce sujet. Selon nous, la preuve ne péchait pas par
8 excès de limpidité en ce qui a trait aux méthodes utilisées pour répartir les coûts entre les unités
9 d'affaires et celles utilisées pour bâtir le coût complet des produits. Une heure de contre-
10 interrogatoire et plusieurs engagements ont pour ce faire été nécessaires. Encore maintenant, nous
11 pensons qu'il existe une grande incertitude sur la raisonnable des charges demandées et de la
12 nécessité, pour TransÉnergie, de devoir faire affaires avec les autres divisions et unités de
13 services d'Hydro-Québec. Option consommateurs recommande à la Régie d'étudier avec extrême
14 prudence les demandes budgétaires du transporteur à ce sujet.

15 En conséquence, nous proposons réduire de 50% les montants demandés par Hydro-Québec,
16 jusqu'à ce qu'une étude complète et indépendante sur l'utilité, la pertinence et la raisonnable des
17 ces charges. Subsidiairement, en raison de l'incertitude sur les charges de services partagés et
18 corporatives, nous demandons à ce que le taux de rendement soit réduit significativement.

19 **5.2.1. Notre compréhension de la preuve**

20 5.2.1.1. Les unités d'affaires et de services

21 Les définitions des unités de services et des unités d'affaires n'ont été clarifiées qu'en audience
22 seulement. Jusqu'au moment des contre-interrogatoires, les distinctions qu'Hydro-Québec fait
23 entre ces termes ont été pour le moins floues. Ainsi, selon le témoignage de madame Térésa
24 Pacheco¹⁴, il existe quatre unités d'affaires chez Hydro-Québec: le Groupe Production,
25 TransÉnergie, Distribution et Ingénierie et Construction. Les unités d'affaires sont définies
26 comme des divisions administratives dont les activités sont parmi les activités principales
27 d'Hydro-Québec. L'unité d'affaires Ingénierie et Construction, à titre d'unité chargée de la

¹⁴ NS du 27 avril 2001, pages 52-53, Q.-R. 18-20.

1 construction des équipements électriques serait également une unité de service¹⁵.

2 Une unité de service est une unité qui fournit des services de support aux unités d'affaires. Ces
3 services de support ne comptent pas parmi les activités principales d'Hydro-Québec mais sont
4 nécessaires à leur réalisation. Dans le cas de TransÉnergie, la Direction principale des
5 technologies de l'information (DPTI) et la Direction principale des approvisionnements et
6 services (DPAS) sont les deux principales unités de services fournissant des services de support.

7 D'un point de vue organisationnel, les unités de services peuvent être des unités corporatives
8 distinctes ou bien faire partie d'une unité d'affaires. Par exemple, la DPTI est une unité de service
9 distincte alors que la DPAS relève de l'unité d'affaires Ingénierie et Construction. De plus, une
10 unité peut être considérée comme "propriétaire" de certains actifs (la DPTI) alors qu'une autre
11 peut n'en être que la gestionnaire (la DPAS)¹⁶.

12 Pour Hydro-Québec, les coûts des services partagés sont des coûts réglementés en ce sens qu'ils
13 sont nécessaires à la prestation du service de transport; cependant, ce ne sont pas des activités
14 réglementées en soi par la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹⁷, notamment parce qu'il existe des
15 alternatives sur le marché¹⁸. De plus, l'unité de service DPAS, comme entité fournissant des
16 services à TransÉnergie, doit être considérée comme une entité non-réglementée, selon Hydro-
17 Québec¹⁹.

18 Les entités rendant les services partagés sont considérées comme des entités corporatives dans la
19 mesure où plus d'une unité d'affaires "consomme" ces services. Chaque unité d'affaire se voit
20 allouer une partie des coûts de ces unités corporatives, sur la base de leur consommation et de
21 prix unitaires pour les produits et services consommés. À cela s'ajoute une composante
22 rendement pour tenir compte de l'investissement de l'actionnaire dans les actifs jugés nécessaires

¹⁵ NS du 27 avril 2001, pages 52-53, Q.-R. 19.

¹⁶ NS du 27 avril 2001, page 54, Q.-R. 22-24. Voir également la pièce HQT-13 doc. 1.1.2, page 7. Nous soulignons que ce dernier document indique que les propriétaires d'actifs sont des "unités d'affaires". Nous comprenons que la DPTI, comme unité de services propriétaire des actifs de télécommunications, est également considérée comme une unité d'affaires au sens de ce document.

¹⁷ NS du 27 avril 2001, page 54, Q.-R. 21, et pages 55-57, Q.-R. 28.

¹⁸ Voir le rapport du META Group, pièce HQT-6, doc. 5.1, section "II. Summary of Findings", dans laquelle il est fait mention d'une valeur marchande de 167 millions de dollars pour les services offerts par la DPTI. L'existence d'une valeur marchande est une preuve nécessaire et suffisante de l'existence d'un marché pour ce type de service.

1 à la prestation du service de transport.

2 Pour des fins de planification et d'optimisation des économies d'échelle, les unités d'affaires et les
3 unités de services signent une "clause d'exclusivité", en vertu de laquelle il est interdit, pour une
4 unité d'affaires, de faire affaire avec une entité externe pour la fourniture d'un produit ou service.
5 Cette "clause d'exclusivité" a une durée de trois ans²⁰.

6 5.2.1.2. La facturation interne

7 La facturation interne d'Hydro-Québec est basée sur le principe du coût complet des produits. Ce
8 qu'entend Hydro-Québec par les termes "coût complet" est défini à la page 7 de la pièce HQT-13
9 doc. 1.1.2. En gros, le prix des produits des unités d'affaires et de services sont déterminés à partir
10 d'un ensemble de coûts directement attribuables à ce produit et d'une allocation des coûts
11 communs à plusieurs produits. Les seuls coûts exclus de ces calculs sont les frais corporatifs
12 imputés, qui ne sont pas "contributifs" à l'activité produite.

13 L'objectif d'Hydro-Québec dans le processus de facturation interne est de signaler efficacement
14 aux gestionnaires des différentes unités le coût économique des produits qu'ils se procurent dans
15 les autres unités et de responsabiliser ces gestionnaires quant aux mesures à prendre pour
16 améliorer l'efficacité économique de leur unité. En déterminant un prix unitaire pour chacun des
17 produits transigés, Hydro-Québec et ses gestionnaires deviennent ainsi en mesure de comparer le
18 prix des produits fournis à l'interne et des produits substitués sur le marché. Si le prix interne est
19 supérieur au prix de marché, les gestionnaires doivent tenter d'éliminer le différentiel de prix en
20 réduisant leurs coûts. Si le prix interne est inférieur au prix de marché, le prix interne ne peut
21 augmenter; il ne peut que descendre²¹. Bien que l'évaluation du prix de marché nécessite une
22 étude de la valeur marchande des produits et services, ce n'est toutefois pas une exigence
23 corporative²².

24 Enfin, si une unité de services ne réussit pas à facturer 100% de ses coûts aux autres unités de
25 services et d'affaires, alors les frais résiduels sont considérées comme des charges corporatives à

¹⁹ NS du 27 avril 2001, pages 101-102, Q.-R. 128-130.

²⁰ HQT-13 doc. 1.1.2, page 6. Voir également NS du 27 avril 2001, pages 63-64, Q.-R. 45-47.

²¹ NS du 27 avril 2001, pages 60-62, Q.-R. 36-41.

²² NS du 27 avril 2001, pages 62-63, Q.-R. 43-44.

1 être imputées et facturés aux unités d'affaires comme telles.

2 5.2.1.3. Le recouvrement des coûts des services partagés

3 Dans la mesure où les produits et services des unités de services sont consommés par plus d'une
4 unité d'affaires, Hydro-Québec propose qu'une certaine forme d'allocation des coûts, basée sur la
5 quantité consommée d'un produit et sur un prix unitaire pour chacun des produits, soit faite entre
6 les unités d'affaires. Ainsi, les unités d'affaires TransÉnergie et Distribution recevront une
7 certaine part de la facture totale et les activités réglementées devront également assumer leur part
8 de ces coûts.

9 Il est intéressant de noter que les unités de services propriétaires d'actifs, bien que non-
10 réglementées en soi par la Régie de l'énergie, tel que la DPTI, facturent à leurs clients une
11 composante rendement sur l'avoir de l'actionnaire comme si une part de leurs actifs étaient inclus
12 à la base de tarification des clients réglementés. Dans le cas de la DPTI, la composante
13 rendement attribuée à TransÉnergie constitue plus de 18 millions de dollars sur une facture totale
14 d'environ 196 millions de dollars pour l'année 2001²³.

15 La proposition d'Hydro-Québec est de présenter les coûts des unités de services sur une base
16 désagrégée pour les fins de recouvrement de leur coût de service: une partie dans le budget de
17 TransÉnergie et une autre partie dans le budget du Distributeur, le solde étant assumé par les
18 fonctions non-réglementées. Cependant, la Régie n'aura pas le loisir de vérifier dans sa globalité
19 la justesse et la raisonnable de la base de tarification présumée, dans le cas de la DPTI; elle ne
20 pourra qu'évaluer si la part qui revient à TransÉnergie est raisonnable.

21 5.2.1.4. Les charges corporatives

22 Les charges corporatives sont des frais facturés par Hydro-Québec à ses unités d'affaires et de
23 services pour les coûts qui sont encourus pour le bien général de l'entreprise intégrée.

24 Principales composantes des frais corporatifs:

25 *Frais de fonctionnement non facturés des unités corporatives suivantes:*

- 26 ■ *Bureaux du président-directeur général et du président du Conseil*

²³ HQT-6 doc. 5, page 13 de 14. Le taux de rendement sur l'avoir propre utilisé est celui demandé par TransÉnergie pour 2001. Si le taux de rendement accordé par la Régie devait être celui avancé par la Coalition industrielle, la portion rendement facturée par la DPTI serait inférieure. Voir NS du 27 avril 2001, pages 86-87, Q.-R. 104-105.

1 *d'administration, Protectrice de la personne*

- 2 ▪ *Vérification générale*
- 3 ▪ *Recherche et planification stratégique*
- 4 ▪ *Affaires corporatives et secrétariat général*
- 5 ▪ *Qualité, changements et ressources humaines*
- 6 ▪ *Finances et Services financiers*

7 *Autres:*

- 8 ▪ *Avantages postérieurs à l'emploi d'employés retraités*
- 9 ▪ *Filières et prospectives (dans le cadre des activités de recherche et*
- 10 *de développement)²⁴*

11 Du point de vue de la facturation, on compte deux types de frais corporatifs: les charges
12 corporatives contributives à la production d'un produit ou la prestation d'un service et les charges
13 corporatives imputées.

14 Dans le premier cas, les charges corporatives sont facturées aux unités d'affaires et de services
15 selon le modèle fournisseur-client, c'est-à-dire une quantité de consommation avec un prix
16 unitaire²⁵. Ces frais corporatifs facturés se retrouvent dans le prix au coût complet des produits et
17 services facturés à l'interne par les unités de services. Dans le cas des charges corporatives
18 imputées, une première allocation est faite sur la base des charges primaires à l'exploitation des
19 unités d'affaires et de services. Puis, dans un second temps, les charges corporatives imputées à
20 une unité de services sont ré-imputées aux différentes unités d'affaires sur la base de la
21 facturation interne totale émise par cette unité de services²⁶.

22 5.2.1.5. Conclusion

23 La section 5.2.1. a pour objectif de résumer la preuve de façon satisfaisante dans la mesure où
24 l'information est très éparse dans les nombreuses pièces mises en preuve, en raison des
25 nombreuses demandes de renseignements de la Régie et des intervenants et des nombreux
26 engagements pris en cours d'audition. Cet exercice n'est pas vain car l'analyse des propositions
27 d'Hydro-Québec nécessite une compréhension solide de la preuve. En effet, en matière

²⁴ HQT-5 doc. 2 page 9.

²⁵ Voir le témoignage de M. Michel Bastien, NS du 27 avril 2001, pages 67-68, Q.-R. 56, où l'on prend l'exemple d'un cas où le Contentieux d'Hydro-Québec aurait aidé la DPTI à conclure une transaction.

²⁶ HQT-5 doc. 2 pages 9-10. Voir également HQT-6 doc. 7.3 pour l'historique des trois dernières années pour les charges corporatives et des frais résiduels des unités de services non-facturés.

1 d'allocation de coûts, tout se trouve dans les détails.

2 Dans la section 5.2.2. suivante, Option consommateurs présente ses commentaires sur les
3 différents enjeux qu'elle perçoit sur la question des services partagés, des frais corporatifs et de la
4 facturation interne, à la lumière de sa compréhension de la preuve offerte par Hydro-Québec.

5 **5.2.2. Commentaires d'Option consommateurs**

6 Selon nous, il ressort de tout cet exercice que l'approche proposée par Hydro-Québec est
7 insatisfaisante et insuffisante sous plusieurs aspects. Dans cette section, nous allons poser des
8 constats sur l'approche d'Hydro-Québec et sur ses propositions. Nous soumettons
9 respectueusement à la Régie qu'elle doit être particulièrement prudente quant aux décisions à
10 prendre, ici. En effet, les décisions de la Régie à l'égard des services partagés, des frais
11 corporatifs et de la facturation interne dans ce premier dossier tarifaire du transport aura des
12 conséquences jusque dans la distribution d'électricité, car les mêmes méthodes serviront pour le
13 distributeur et pour le transporteur. En d'autres mots, il nous apparaît très clair que les décisions
14 de la Régie dans ce dossier la lieront dans les dossiers tarifaires de Distribution à tenir
15 éventuellement.

16 5.2.2.1. La réglementation des relations entre entités affiliées

17 Le plus grand problème réglementaire que nous constatons dans la preuve d'Hydro-Québec, qui
18 se répercute dans l'ensemble des charges corporatives et de services partagés facturées à
19 TransÉnergie, est celui des relations entre le transporteur et des entités affiliées non-
20 réglementées. Ce problème est l'un des plus importants de la réglementation économique de
21 monopoles depuis toujours. Le problème des relations entre entités affiliées rend difficile la prise
22 d'un jugement sur la raisonnable des coûts dont Hydro-Québec demande la récupération dans
23 son dossier tarifaire.

24 Les charges de services partagés et les frais corporatifs imputés comptent respectivement pour
25 près de 318 millions de dollars et près de 45 millions de dollars dans le budget de TransÉnergie
26 pour l'année tarifaire 2001²⁷. Ces montants correspondent à une part de plus de 29% des dépenses
27 nécessaires à la prestation du service de transport et 13,5% du budget total, une part non

²⁷ HQT-5 doc. 2 page 2.

1 négligeable.

2 Hydro-Québec, entreprise intégrée, a choisi de concentrer certaines activités dans des unités de
3 services distinctes du distributeur et du transporteur parce que, notamment, ces activités sont
4 fournies à plus d'une unité corporative. On ne peut en vouloir à Hydro-Québec d'avoir exercé sa
5 discrétion à cet égard car il est vrai que les avantages pour elle ne manquent pas: elle n'a pas à
6 justifier le caractère raisonnable des dépenses de ces unités de services devant la Régie de
7 l'énergie ni n'a non plus à justifier le caractère utile et prudemment acquis des actifs composant
8 leur "base de tarification".

9 Cependant, Hydro-Québec doit en assumer les conséquences également. Il n'est pas vrai que la
10 Régie n'a qu'à se satisfaire d'une réglementation morcelée des coûts de la DPTI, de la DPAS et
11 des autres unités corporatives ainsi que des coûts corporatifs: un petit peu dans le transport, un
12 petit peu dans la distribution et le reste dans les activités non-réglées (les "Autres", comme
13 dit M. Bastien). **Option consommateurs est d'avis que l'approche de morcellement pour le
14 réglementation des coûts des entités non-réglées est inacceptable tant pour les
15 consommateurs de transport que ceux de distribution. La réglementation économique d'un
16 monopole tel que TransÉnergie ou Hydro-Québec – Distribution ne doit aucunement
17 souffrir des choix organisationnels d'Hydro-Québec quant à la justesse et la raisonabilité
18 des tarifs. À cet égard, la preuve d'Hydro-Québec supporte bien mal ses demandes
19 budgétaires, en ne mettant pas à la disposition de la Régie l'ensemble des coûts des unités
20 d'affaires et de services affiliées, y compris le centre corporatif, fournissant des produits et
21 services à TransÉnergie.**

22 Ce n'est évidemment pas l'avis des témoins d'Hydro-Québec, pour lesquels, d'un point de vue
23 réglementaire, ce n'est pas le total des revenus et des coûts encourus par ces unités de services qui
24 importe, mais bien le pourcentage attribué à TransÉnergie ou à la distribution:

25 *Q. Bien, si on comprend bien, d'une manière générale, les unités*
26 *d'affaires doivent transiger avec les unités de service. Par contre, les*
27 *unités de service ne sont pas réglementées au sens où on va analyser leur*
28 *coût globalement lors d'une audience tarifaire.*

29 *R. Bien, c'est-à-dire qu'à chaque cause ou requête tarifaire, il y a de*
30 *l'information qui va être transmise sur le coût global, par exemple de la*
31 *Direction principale - Technologies de l'information ou de la vice-*
32 *présidence Approvisionnement et services, ou la Direction principale -*
33 *Approvisionnement et services et il y a... il va y avoir de la documentation*

1 *sur le quote-part, sur le volume de consommation et, et cetera. Donc, on*
2 *va pouvoir suivre ces paramètres-là.*

3 *Q. Mais toutes les unités de service rendent aussi un certain nombre de*
4 *services à l'unité d'affaires production?*

5 *R. Sûrement, oui.*

6 *Q. Donc, à un certain moment donné, il va y avoir un bloc noir sur les*
7 *unités de service puisqu'on ne pourra pas analyser de manière plus*
8 *extensive les services rendus à l'unité d'affaires production.*

9 *R. En fait, c'est une façon de le présenter, là, c'est-à-dire qu'il va y*
10 *avoir une colonne à partir du moment où on établit que du côté de la*
11 *Direction principale de technologie de l'information, pour prendre*
12 *l'exemple de monsieur Biron et de son unité, que le transporteur, lui, a le*
13 *droit à vingt-deux (22) ou trente-quatre pour cent (34 %) de sa quote-part*
14 *puis que le distributeur, lui, c'est le vingt-deux (22) puis ça fait cinquante-*
15 *six pour cent (56 %) au global, donc on sait qu'il y a un quarante-quatre*
16 *pour cent (44 %) de sa facturation qui va dans la boîte noire.*

17 *Mais que ce qui est mis dans la boîte noire est plus ou moins intéressant,*
18 *à mon avis, ce qui est très important c'est le vingt-deux pour cent (22 %)*
19 *qu'on a mis dans la colonne * Distributeur + puis le trente-quatre pour*
20 *cent (34 %) qu'on a mis dans la colonne * Transporteur +, est-ce que ce*
21 *trente-quatre pour cent (34 %) fait du sens, est-ce que ce vingt-deux*
22 *pour cent (22 %) fait du sens?²⁸*

23 Nous sommes en désaccord complet avec cette façon de voir les choses. **Nous soumettons**
24 **respectueusement à la Régie qu'il est de son devoir de s'assurer que les activités**
25 **réglementées ne subventionnent en aucun cas les activités non-réglementées d'Hydro-**
26 **Québec et que la façon de s'en assurer est de surveiller de très près les transactions entre**
27 **entités affiliées réglementées et non-réglementées. De plus, il ne suffit pas, comme l'affirme**
28 **M. Bastien, de se satisfaire que le pourcentage est correcte; encore faut-il que le total ne soit**
29 **pas déraisonnable non plus. Pour cela, il faut être en mesure de vérifier l'utilité et la**
30 **pertinence des coûts présentés.**

31 En conséquence, nous soumettons respectueusement que la Régie devrait ordonner à Hydro-
32 Québec de présenter, dans son prochain dossier tarifaire, une étude spéciale relevant chacun des
33 produits et services reçus des autres unités d'affaires et de services d'Hydro-Québec ainsi que des
34 sociétés apparentées, les coûts relatifs à ces produits et services et une évaluation de la juste
35 valeur marchande de ces produits ou services. Cette étude devrait également traiter des produits
36 et services vendus à ces entités, afin de déterminer une politique de prix de cession complète.

²⁸ NS du 27 avril 2001, pages 64-66, Q.-R. 50-52 (nos gras).

1 Cette année, la seule preuve au dossier de ce genre est l'étude du META Group qui indique que la
2 valeur marchande des services de technologies de l'information est de 167 millions de dollars²⁹,
3 alors que les charges de services partagés pour la DPTI s'élèvent à 196 millions de dollars dans le
4 budget 2001. Or, la juste valeur marchande de 167 millions de dollars peut même être sur-
5 évaluée, car sa détermination n'a pas été faite par le META Group lui-même, mais par Hydro-
6 Québec, ce qui en diminue de beaucoup la crédibilité:

7 **III. Scope of the Review**

8 *(...) EIS-C has not independently validated the external pricing materials*
9 *that were used to develop the fair market valuation that is the basis for the*
10 *reasonableness determination and for internal pricing³⁰.*

11 **Afin d'inciter Hydro-Québec à fournir une telle étude l'année prochaine, Option**
12 **consommateurs est d'avis que la Régie ne devrait accorder à TransÉnergie que la moitié**
13 **des charges de services partagés ou corporatives demandées pour l'année 2001, soit un total**
14 **d'environ 180 millions de dollars.**

15 Notons que ce n'est pas la première fois que la Régie doit se pencher sur une telle question. Déjà
16 en 1993, la Régie énonçait des principes importants en matière de réglementation de la Société en
17 commandite Gaz Métropolitain inc. (SCGM) et des transactions avec ses sociétés affiliées. Quant
18 à nous, nous croyons nécessaire qu'Hydro-Québec soit soumise au même type de réglementation
19 que SCGM à cet égard:

20 **3.8.2. Conclusion de la Régie**

21 *La Régie constate que la structure corporative du groupe a subi plusieurs*
22 *changements depuis la décision D-90-75. Bien que ces changements n'ont*
23 *aucune influence sur le coût de service des usagers et sur la situation*
24 *financière de SCGM, la Régie aurait préféré que ces activités non-*
25 *réglementées soient incluses dans des entités non reliées à SCGM.*

26 *La Régie est satisfaite que toutes ces filiales, à l'exception de la Société de*
27 *financement, se financeront d'elles-mêmes sans quelque garantie ou*
28 *caution de SCGM et rappelle à la Société qu'elle ne pourra fournir aucune*
29 *garantie ou caution à ses filiales sans son autorisation préalable.*

30 *En ce qui concerne la garantie par SCGM de la dette de la Société de*
31 *financement, cette garantie ayant un impact direct sur les engagements de*
32 *la Société, la Régie s'attend à être informée de toute augmentation*
33 *importante de cette garantie.*

34 ***De plus, afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes***

²⁹ HQT-6 doc. 5.1.

³⁰ HQT-6 doc. 5.1, page 3.

1 *les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute*
2 *l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres*
3 *comptables et leurs données financières.*

4 *Lors des causes tarifaires et de fermeture, le détail des transactions entre*
5 *les filiales et la Société devra être déposé, ainsi que les données*
6 *financières suivantes de ces filiales:*

- 7 *▪ Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette,*
8 *financement additionnel et les sources et garanties, événements*
9 *extraordinaires et exceptionnels³¹.*

10 Par ailleurs, dans le dossier R-3430-99, la Régie a eu à se pencher sur la problématique des frais
11 de gestion et des frais pour le *Customer Information System*, chargés à Gazifère par la société
12 affiliée Enbridge Commercial Services Inc. (ECSI), qui avaient grimpé de 60% par rapport à
13 l'année précédente. La Régie a, dans sa décision D-2000-48, refusé une bonne partie de
14 l'augmentation demandée pour les frais de gestion en raison de la faiblesse de la preuve sur la
15 juste valeur marchande des services offerts.

16 *Les frais de gestion*

17 *La Régie doit décider si elle accepte l'augmentation des coûts dont fait*
18 *état Gazifère. Elle doit évaluer la preuve faite de la nécessité de ces*
19 *dépenses pour assurer des tarifs et des conditions applicables à la*
20 *prestation de service qui soient justes et raisonnables et, dans cette*
21 *mesure, juger du caractère raisonnable des prix chargés par Enbridge*
22 *pour les services rendus à Gazifère.*

23 (...)

24 *Il est d'usage, pour établir les prix applicables aux transactions*
25 *contrôlées entre entreprises apparentées, d'adopter une méthode*
26 *d'établissement de prix de transfert. La Régie considère acceptable, dans*
27 *le cas des transactions entre Gazifère et Enbridge et les sociétés*
28 *apparentées, la détermination d'un prix de transfert basé sur le prix de*
29 *marché lorsqu'une telle donnée est disponible et sur un prix d'allocation*
30 *complet (fully allocated price) dans le cas des services pour lesquels un*
31 *prix de marché n'existe pas.*

32 (...)

33 *Cependant, le passage d'une facturation basée sur les coûts directs, tel*
34 *que cela pouvait être le cas dans le passé, à une facturation basée sur les*
35 *prix de marché ou basée sur un prix d'allocation totale, pose l'obligation*
36 *au distributeur Gazifère de rechercher de façon sérieuse et approfondie*
37 *toutes les alternatives lui permettant de réduire le coût pour ses usagers,*
38 *soit en obtenant un prix moins élevé sur le marché, soit en réduisant sa*
39 *demande de services pour bien démontrer le caractère nécessaire de la*
40 *dépense.*

41 (...)

³¹ Décision D-93-51, in *Recueil de décisions de la Régie du gaz naturel: 1^{er} avril 1993 – 31 mars 1994*, pp. 250-251 (nos gras).

1 *La preuve ne permet donc pas à la Régie d'établir spécifiquement pour*
2 *Gazifère la nécessité des dépenses afférentes aux services rendus par*
3 *Enbridge et ses autres sociétés apparentées. L'équilibre entre les besoins*
4 *du distributeur et les coûts qui en résultent, ainsi que la recherche d'autres*
5 *fournisseurs sur le marché, reste à faire. Bien que Gazifère présente*
6 *l'augmentation importante des frais d'Enbridge comme résultant de*
7 *l'entrée en vigueur du Code sur les relations entre sociétés apparentées en*
8 *Ontario, la preuve déposée ne convainc que partiellement la Régie du*
9 *bien-fondé de la nécessité des sommes réclamées et ne dispense pas*
10 *Gazifère de sa responsabilité d'obtenir les services dont elle a besoin au*
11 *moindre coût*³².

12 En conséquence de la preuve insuffisante, la Régie n'accorde que 75% de l'augmentation de coûts
13 demandée et ordonne à Gazifère de déposer, dans une future cause tarifaire, une étude
14 approfondie des prix de marché et des alternatives à ECSI comme fournisseur de services.

15 Dans le dossier tarifaire suivant (R-3446-2000), Gazifère propose que le montant accordé dans le
16 la décision D-2000-48 demeure le même jusqu'à la révision du mécanisme incitatif sur les
17 charges d'exploitation. Malgré l'opposition des intervenantes Option consommateurs et ACEF de
18 l'Outaouais et ACIG, pour lesquelles la proposition de Gazifère constitue une preuve que, même
19 réduite de 25%, l'augmentation des frais de gestion est excessive et non justifiée, la Régie
20 accorde à Gazifère le délai demandé³³.

21 Une étude sur la juste valeur marchande telle que celle que nous demandons est également
22 pratique courante dans d'autres juridictions. À titre d'exemple, le *British Columbia Utilities*
23 *Commission* (BCUC) s'est penché, il y a quelques années, sur le cas de *Pacific Northern Gas*
24 (PNG), qui demandait une augmentation importante des charges corporatives de la société-mère
25 Westcoast Energy Inc.³⁴. Après une étude approfondie des différents coûts de PNG, le BCUC a
26 refusé environ 170 000\$ des 495 000\$ demandés, soit une coupure de près de 35%.

27 **Option consommateurs soumet respectueusement qu'Hydro-Québec devrait être soumise à**
28 **une réglementation très serrée quant aux charges de services partagés et corporatives et des**

³² D-2000-48, pages 20-23 (nos gras).

³³ D-2001-55, pages 18-19.

³⁴ BCUC Order G-92-97, Decision on Shared Services from Westcoast Energy Inc., August 7, 1997 (voir copie de la décision en Annexe I). Plusieurs autres entreprises de la famille Westcoast ont été soumises à des décisions similaires, notamment de la part du *Manitoba Public Utility Commission* (Order No. 8/97, February 20, 1997 pour Centra Gas Manitoba) et de l'*Ontario Energy Board* (E.B.R.O. 493/494, Decision with Reasons in the Matter of Applications by Centra Gas Ontario Inc. and Union Gas Limited for Rates, March 20, 1997).

1 **relations avec les entités affiliées. Si elle n'est pas en mesure de justifier la totalité des coûts**
 2 **et le choix d'un fournisseur interne plus coûteux, alors les consommateurs n'ont pas à en**
 3 **faire les frais.**

4 5.2.2.2. Les méthodes d'allocation proposées favorisent les activités non-réglementées d'Hydro-
 5 Québec

6 Selon les réponses aux engagements 29 et 30 d'Hydro-Québec³⁵, l'impact de l'utilisation de la
 7 facturation interne et des charges primaires à l'exploitation résultent en une diminution marquée
 8 des charges de services partagés et corporatives que les "Autres" activités doivent supporter:

Facturation interne sans rendement DPTI ³⁶			
Année	Transporteur	Distributeur	Autres
1999	38,1%	23,2%	38,6%
2000	32,5%	32,0%	35,5%
2001	34,4%	32,2%	33,4%

Base d'imputation des charges corporatives ³⁷				
Méthodes proposées	TransÉnergie (M\$)	Distributeur (M\$)	Autres (M\$)	TOTAL* (M\$)
Selon base générale 75%(A), 20%(B), 5%(C)	92,3	118,5	76,5	287,3
Selon base générale 60%(A), 40%(B)	96,6	113,7	76,8	287,1
Selon base générale 50%(A), 50%(B)	97,0	111,7	78,4	287,1
<u>Variantes</u>				
Selon base 100% charges d'exploitation excluant facturation interne ⁽¹⁾	95,2	121,1	70,9	287,2
Selon base générale 100% effectifs	87,9	120,9	78,4	287,2

Légende:

(A) Charges d'exploitation nettes excluant la facturation interne reçue

(B) Investissements

(C) Chiffre d'affaires externe

Note 1: variante retenue

* Écart total dû à l'arrondissement

³⁵ Respectivement HQT-6 doc. 7.2 et HQT-6 doc. 7.6.

³⁶ HQT-6 doc. 7.6 page 2 de 2

1 Le choix d'Hydro-Québec de répartir les charges corporatives selon les charges primaires à
2 l'exploitation a été justifié de façon assez sommaire dans la réponse à l'engagement 29:

3 **RECOMMANDATION**

4 *Compte tenu du peu d'écart entre les résultats obtenus avec les différentes*
5 *approches, nous recommandons l'utilisation des charges primaires à*
6 *l'exploitation comme critère de répartition des frais corporatifs puisqu'elle*
7 *est plus simple*³⁸.

8 La question que se pose Hydro-Québec, ici, est en quelque sorte: "Comment répartir
9 raisonnablement les charges corporatives existantes?". **Nous soumettons qu'il s'agit d'une**
10 **mauvaise question qui ne peut qu'amener une mauvaise réponse, telle qu'une répartition**
11 **des charges corporatives, si équitable soit-elle, entre les unités d'Hydro-Québec.**

12 En réalité, il y a ici deux enjeux:

13 (1) les services offerts par le centre corporatif d'Hydro-Québec sont-ils tous utiles et nécessaires
14 à la prestation du service de transport et si non, lesquels le sont?

15 Les consommateurs québécois n'ont pas à supporter, dans leurs tarifs, des services qui ne leur
16 sont pas utiles, simplement parce qu'ils font partie des charges corporatives; la Régie doit se
17 satisfaire en premier lieu de la pertinence pour la clientèle assujettie de payer pour ces services,
18 quel que soit le fournisseur.

19 (2) pour les services qui sont utiles et nécessaires à la prestation du service de transport, quelle
20 est leur juste valeur marchande et combien Hydro-Québec facture-t-elle à TransÉnergie?

21 Ce deuxième enjeu est essentiellement le même que celui discuté à la sous-section précédente. Si
22 la Régie se satisfait de la pertinence des charges demandées, elle doit par la suite se satisfaire de
23 leur raisonnablement.

24 **Nous soumettons respectueusement à la Régie que TransÉnergie n'a pas passé le premier**
25 **test, à savoir si les charges corporatives étaient toutes utiles et nécessaires à la prestation du**
26 **service de transport. Nous demandons donc respectueusement à la Régie d'ordonner au**

³⁷ HQT-6 doc. 7.2 page 11 de 11.

³⁸ HQT-6 doc. 7.2 page 10 de 11.

1 **transporteur de réaliser une étude en ce sens et, entretemps, de n'accepter que 50% des**
2 **charges corporatives facturées.**

3 5.2.2.3. La clause d'exclusivité

4 Étant donnés les commentaires précédents, nous sommes d'avis qu'une clause d'exclusivité entre
5 les fournisseurs et les clients n'a de sens que si elle émane d'un processus où les unités non-
6 réglementées d'Hydro-Québec ont été mises à égalité avec les entreprises concurrentes à l'externe
7 dans l'attribution d'un contrat et ce, seulement pour une durée limitée.

8 Nous sommes particulièrement surpris que TransÉnergie soit **tenue** de faire affaires avec la
9 DPAS et la Vice-présidence Ingénierie et Construction, de par les règles de facturation interne,
10 sans avoir quelque preuve que ce soit que des économies d'échelle et de gamme émergent de cette
11 façon d'opérer au bénéfice de TransÉnergie et du distributeur. En particulier, si les coûts d'une
12 telle opération devaient être supérieurs à ce qu'ils seraient si TransÉnergie faisait affaire avec
13 autre entité qu'Hydro-Québec, alors les consommateurs québécois en seraient lésés au seul
14 bénéfice des activités non-réglementées, ce qui serait inacceptable.

15 **Nous demandons respectueusement que la Régie ordonne à TransÉnergie de documenter**
16 **cette question en vue du prochain dossier tarifaire. Option consommateurs soumet que la**
17 **preuve reste à être faite quant au bénéfice que les consommateurs québécois tirent de**
18 **l'application de la clause d'exclusivité dans les transactions internes entre les unités**
19 **d'Hydro-Québec. À tout événement, la Régie devrait ordonner au transporteur de réaliser**
20 **une étude en ce sens et, entretemps, de réduire de 50% les montants demandés.**

21 **6. Planification du réseau**

22 Aux fins de la planification du réseau de transport et des investissements nécessaires à la
23 prestation du service de transport, TransÉnergie se base sur les réservations de long terme
24 (annuelles) et sur la pointe annuelle de la charge locale. Ainsi, TransÉnergie prévoit de la
25 capacité de transport suffisante pour rencontrer à la fois la pointe annuelle de la charge locale ET
26 les besoins du service de point-à-point de long terme.

27 M. Albert Chéhadé, chef du service de la tarification d'Hydro-Québec, s'exprimait ainsi en

1 audience:

2 *Q. Le trois mille huit cent quarante-quatre megawatts (3844 MW), par*
3 *contre, va obtenir sa pointe... on n'a aucune idée. Cette pointe ne sera pas*
4 *atteinte au mois de janvier en même temps que la pointe de la charge*
5 *locale?*

6 *R. Elle peut l'être.*

7 *Q. Mais on ne le sait pas?*

8 *R. Effectivement, il faut planifier le réseau pour le trois mille huit cent*
9 *quarante-quatre (3844) comme s'il pouvait apparaître n'importe quand.*
10 *Donc, le planificateur doit tenir compte que la pointe totale peut atteindre*
11 *trente-cinq mille cinq cent soixante-dix (35 570). Donc, c'est la*
12 *planification du réseau qui guide là-dessus.*

13 *Q. Donc, à toutes fins pratiques, on utilise le 1 CP et on utilise le 1 NCP*
14 *du long terme, puisque la pointe peut survenir à n'importe quel moment et*
15 *qu'on la facture sur la base de cette pointe-là?*

16 *R. Ce n'est pas tout à fait ça. Comme je dis, c'est que les deux, quand on*
17 *fait une réservation, on peut prendre pour acquis que le réseau doit être*
18 *planifié pour rencontrer la somme de ces deux pointes-là. Donc, le trente-*
19 *cinq mille cinq cent soixante-dix (35 570).*

20 *Q. Mais dans la mesure où le trois mille huit cent quarante-quatre*
21 *(3844) peut survenir à n'importe quel moment dans l'année, on doit en*
22 *conclure que le service de long terme sera facturé sur la base de sa pointe*
23 *non coïncidente puisqu'elle n'est pas nécessairement incluse dans la*
24 *pointe annuelle; est-ce que je me trompe?*

25 *R. Je m'excuse; pourriez-vous reprendre la question?*

26 *Q. Dans la mesure où on facture le service long terme sur la base de*
27 *trois mille huit cent quarante-quatre megawatts (3844 MW) réservés et*
28 *qu'on n'a aucune indication que ce trois mille huit cent quarante-quatre*
29 *megawatts (3844 MW) va survenir en même temps que la pointe annuelle*
30 *ou contribuer à la pointe annuelle, n'est-il pas exact de dire qu'on va*
31 *facturer le service du long terme sur la base d'une pointe non coïncidente*
32 *dans la mesure où c'est sur la base d'une pointe, peu importe où elle*
33 *survient?*

34 *R. Non, ce n'est pas ça; on facture sur la base de la réservation*
35 *annuelle. Donc, toute l'année, il faut tenir à la disposition du point à*
36 *point trois mille huit cent quarante-quatre (3844) megawatts et on ne*
37 *calcule pas quand est-ce que la pointe va arriver ou ne va pas arriver.*
38 *C'est qu'il faut tenir compte du trois mille huit cent quarante-quatre*
39 *(3844) megawatts qui peut survenir à n'importe quel moment donné.*
40 *C'est l'engagement de TransÉnergie de passer le trois mille huit cent*
41 *quarante-quatre (3844) megawatts.*

42 *Q. Et ce trois mille huit cent quarante-quatre (3844) peut passer à*
43 *n'importe quel moment dans l'année?*

44 *R. Absolument. Donc, étant donné que la pointe du réseau local est de*
45 *trente et un sept vingt-six (31 726), il faut que TransÉnergie planifie.*
46 *Donc, à ce moment-là, la réservation peut être, est l'équivalente de la*
47 *pointe telle quelle. C'est pour cela qu'on additionne les deux.*

48 *Q. Au simple niveau de la facturation?*

1 *R. Non, au niveau de la planification du réseau. Le réseau doit être*
2 *planifié, construit, conçu pour affronter ces deux pointes-là. Donc, il est*
3 *normal d'additionner les deux*³⁹.

4 Ainsi, les décisions de TransÉnergie en matière de capacité de transport se font sur la base de
5 l'hypothèse que la pointe annuelle de la charge locale et la pointe annuelle du point-à-point de
6 long terme se produisent au même moment. Du même souffle, TransÉnergie reconnaît aussi que
7 la pointe du point-à-point peut survenir à tout moment dans l'année-témoin et non nécessairement
8 au moment de la pointe annuelle de la charge locale. **N'en déplaise à Hydro-Québec, cette**
9 **façon de faire correspond exactement à la définition de la pointe non-coïncidente (1 NCP):**
10 non seulement la facturation se fait-elle sur la base de la somme des pointes non-coïncidentes (et
11 non l'unique pointe coïncidente), mais la planification se fait également sur la base de cette même
12 somme des pointes non-coïncidentes.

13 Les consommateurs d'électricité (finaux) québécois ont des raisons très sérieuses d'être
14 préoccupés par la façon proposée de planifier le réseau de transport. Option consommateurs est
15 d'avis que cela ne peut être qu'au seul avantage de l'actionnaire et des activités non-réglementées
16 auxquelles il s'adonne et au détriment des consommateurs québécois ayant un profil de
17 consommation chauffage. **Option consommateurs s'oppose vigoureusement à la proposition**
18 **d'Hydro-Québec et demande à la Régie de rejeter cette approche inacceptable et**
19 **inéquitable pour les consommateurs de la charge locale, en particulier les résidentiels.**

20 Tout d'abord, il convient de reconnaître que l'hypothèse de TransÉnergie, selon laquelle le réseau
21 doit en tout temps être en mesure de répondre aux demandes des divers consommateurs comme si
22 leur pointe respective se produisait exactement au même moment, est complètement irréaliste.
23 Dans l'état actuel des choses, et pour un avenir prévisible, les seuls consommateurs de transport
24 significatifs, en termes de réservations, sont la charge locale et le Producteur. Les chances que la
25 pointe annuelle de ces deux consommateurs se produise au moment montent à 0,01%, soit une
26 heure sur les 8760 que compte une année! Et encore n'y a-t-il que deux consommateurs; s'il
27 devait y en avoir plus, cette probabilité serait encore plus faible. **À toutes fins pratiques, les**
28 **pointes annuelles ne seront jamais coïncidentes.**

29 C'était d'ailleurs l'avis de la Régie, dans sa décision G-429 portant sur les principes d'allocation

³⁹ NS du 15 mai 2001, pages 21-23, Q11 à 17 (nos gras).

1 des coûts relatifs aux conduites de transmission de Gaz Métropolitain, tel qu'en fait foi cet extrait:

2 *D'autres tenants de l'allocation des coûts communs de capacité en*
3 *fonction des pointes de demande ont utilisé la référence à la somme des*
4 *débîts maxima de tous les abonnés raccordés au réseau, soit à la pointe*
5 *"non-coïncidente".*

6 *Cette "pointe non-coïncidente" serait en effet le débit maximal qu'un*
7 *réseau de distribution pourrait atteindre s'il advenait exceptionnellement*
8 *que tous les abonnés retirent leur demande maximale de l'année au même*
9 *moment. Une telle coïncidence des pointes de la demande de tous les*
10 *abonnés ne se produisant pas en pratique, cette pointe non-coïncidente*
11 *est toujours supérieure à la pointe coïncidente et elle peut même être*
12 *supérieure à la capacité maximale du réseau lorsque certains segments*
13 *de celui-ci, dimensionnés en prévision de la demande maximale réelle, soit*
14 *en fonction de la pointe coïncidente projetée, constituent des goulots*
15 *d'étranglement qui réduisent la capacité maximale du réseau. Il n'y a*
16 *donc pas de relation causale directe entre cette pointe non-coïncidente et*
17 *le dimensionnement du réseau*⁴⁰.

18 Les conséquences de la proposition de TransÉnergie, pour les consommateurs québécois, sont
19 très lourdes. Tout d'abord, d'un point de vue d'efficacité économique, puisque TransÉnergie
20 planifiera toujours son réseau de manière à rencontrer la sommes des pointes non-coïncidentes,
21 alors **il y aura toujours, dans les faits, de la capacité excédentaire, même au moment de la**
22 **pointe annuelle du réseau.** Ainsi, la proposition de TransÉnergie est inefficace en l'incitant
23 toujours à sur-investir en capacité de transport, les besoins en un moment précis de l'année n'étant
24 jamais assez grands pour remplir cette capacité.

25 On assiste ici à une manifestation probante de ce que l'on appelle, dans la littérature, **l'effet**
26 **Averch-Johnson**⁴¹: les entreprises d'utilité publique ont intérêt à sur-investir en capacité, au
27 mépris de l'efficacité économique et de l'intérêt des consommateurs, car les actionnaires de ces
28 entreprises sont rémunérés sur la base de la quantité d'actifs composant leur base de tarification.
29 Les consommateurs, eux, seront tenus de payer pour plusieurs décennies toute cette capacité
30 inutile et inutilisée. **Pour Option consommateurs, cette proposition est, d'un point de vue**
31 **purement économique, complètement inacceptable.** Mais il y a plus encore.

32 En effet, la proposition tarifaire de TransÉnergie (1 CP/12 CP) est ainsi faite que les
33 consommateurs de transport seront incités à opter pour le tarif de long terme plutôt que de choisir

⁴⁰ Décision G-429 de la Régie de l'électricité et du gaz du 2 octobre 1985, pages 84-85 (nos gras). Voir également nos commentaires dans la section 7.3.1.6. Cette décision est toujours en vigueur.

⁴¹ Dans Averch, Harvey et Leland L. Johnson, Behavior Of The Firm Under Regulatory Constraint, *American*

1 un tarif de plus court terme, par exemple le tarif mensuel. Il est bien évident que les réservations
2 annuelles des clients du service de transport seront basées sur leur pointe annuelle plutôt que sur
3 leur profil de charge. **Ainsi, le mode de tarification proposé exacerbe encore plus le problème**
4 **de sur-investissement en capacité décrit plus haut.** Il est à craindre que ces deux propositions
5 ne résultent en sur-capacité à perpétuité, au seul bénéfice de l'actionnaire. À tout événement, les
6 incitatifs à la fois pour l'actionnaire (l'effet Averch-Johnson) et pour les clients (la tarification
7 1 CP/12 CP) vont dans ce sens.

8 **Option consommateurs demande donc respectueusement à la Régie de rejeter cette**
9 **proposition inacceptable et de réaffirmer avec vigueur l'objectif d'efficacité économique**
10 **que la société québécoise est en droit de s'attendre du transporteur, c'est-à-dire**
11 **l'élimination de la capacité excédentaire sur le réseau. De plus, nous recommandons donc à**
12 **la Régie de donner des directives à Hydro-Québec afin d'élaborer une méthode fiable pour**
13 **l'établissement des prévisions pour les demandes mensuelles réelles.**

14 **7. Allocation des coûts et tarification**

15 **7.1 Introduction**

16 Les thèmes de l'allocation des coûts et de la tarification constituent les thèmes centraux de
17 l'intervention d'Option consommateurs dans la présente instance. Celle-ci avait, dès la
18 conférence préparatoire ayant donné lieu à la décision procédurale D-2000-102, manifesté le plus
19 grand intérêt pour ces questions⁴².

20 L'intervenante considère que la proposition tarifaire d'Hydro-Québec est inacceptable pour les
21 consommateurs de la charge locale, dont les résidentiels, et demande à la Régie de la rejeter. De
22 plus, Option consommateurs soumet que sa proposition est plus équitable pour les
23 consommateurs de la charge locale et pour les consommateurs résidentiels.

24 **7.2. Caractérisation de la proposition d'Hydro-Québec :**

25 **7.2.1. La preuve d'Hydro-Québec est confuse**

26 Le moins que l'on puisse dire, à la sortie du premier dossier tarifaire de TransÉnergie, c'est que

Economic Review 52, 1962.

1 la preuve de la demanderesse est très confuse quant à la manière dont on doit caractériser les
2 propositions relatives à la tarification du service de transport. En effet, le témoignage oral dédit le
3 témoignage écrit et l'argumentation finale dédit le témoignage oral. Ceci n'a pas été sans impact
4 pour les intervenants, qui se sont basés sur la preuve écrite pour établir la leur propre. Il doit être
5 relevé dès à présent que toute la confusion qui ressort de la discussion sur l'allocation des coûts et
6 de la tarification du service de transport, émane entièrement de l'administration de sa preuve par
7 le transporteur.

8 En effet, la preuve écrite d'Hydro-Québec, et nous référons à cet égard la Régie à la preuve du
9 Dr. Ren Orans et au témoignage de M. Albert Chéhadé, présente sa proposition tarifaire comme
10 étant basée sur la pointe annuelle et sur les douze pointes mensuelles, en faisant **explicitement**
11 référence aux notions de 1 CP pour le tarif annuel et de 12 CP pour les tarifs de court terme,
12 c'est-à-dire respectivement la pointe annuelle coïncidente et les douze pointes mensuelles
13 coïncidentes. La preuve des intervenants, dont la nôtre, se base alors sur cette présentation⁴³. On
14 note, en particulier, la définition de 1 CP retenue par Hydro-Québec dans sa preuve écrite: il
15 s'agit de la pointe coïncidente du réseau de transport, égale à 35 570 MW⁴⁴.

16 Viennent alors témoigner messieurs Chéhadé et Orans. Ceux-ci ont alors **changé** leur preuve en
17 se dédisant sur la caractérisation à apporter à leur proposition. Soudainement, il ne fallait plus
18 parler de la pointe coïncidente annuelle et des douze pointes coïncidentes mensuelles, mais de la
19 pointe annuelle et de "*twelve billing determinants*". Commençons par la pointe annuelle.
20 M. Chéhadé redéfinit en audience la notion de 1 CP et de pointe annuelle:

21 *Q. O.K. Lorsque vous utilisez trente et un mille sept cent vingt-six*
22 *megawatts (31 726 MW), on fait réf-erence à la pointe annuelle. Donc, on*
23 *fait référence à ce qu'on appelle depuis deux jours le 1 CP?*

24 *R. C'est exact⁴⁵.*

25 Cette redéfinition est très étonnante, d'un simple point de vue logique. La charge de 31 726 MW
26 à laquelle M. Chéhadé fait référence est la pointe annuelle de la charge locale ou, en d'autres

⁴² NS du 12 avril 2000, Vol. 1, pages 158-159.

⁴³ Voir également la réponse des experts Bacon et Todd à la question 2.1 de la deuxième demande de renseignements écrits d'Hydro-Québec, pièce OC-3.1 page 5.

⁴⁴ HQT-13 doc. 12, réponse à la question 2a) d'Option consommateurs.

⁴⁵ NS du 15 mai 2001, page 21.

1 termes, la pointe annuelle du réseau de distribution d'Hydro-Québec. Bien qu'il soit évident que
2 la pointe annuelle du transporteur soit actuellement corrélée avec la pointe de la charge locale,
3 d'un point de vue conceptuel, on ne réfère pas du tout à la même chose. En effet, la pointe
4 annuelle coïncidente du transporteur est la charge totale transitée sur le réseau en un seul moment
5 dans l'année, incluant le point-à-point, et non seulement la partie "charge locale" de la charge
6 totale.

7 D'ailleurs, dans son argumentation finale, Hydro-Québec se ravise et réfère à la pointe annuelle
8 et à la notion de 1 CP⁴⁶, avec un tarif annuel de 75,18\$ le kilowatt facturé, ce qui laisse entendre
9 qu'Hydro-Québec est revenue à sa définition initiale de 1 CP, soit la charge totale à la pointe
10 coïncidente de 35 570 MW.

11 Mais il y a plus. Le Dr. Orans lui-même, expert en tarification du transport d'électricité, a jeté une
12 grande confusion en référant aux tarifs de court terme comme étant d'abord déterminés sur la
13 base des douze pointes mensuelles coïncidentes (12 CP)⁴⁷, puis en se rétractant en audience en
14 disant que les 12 CP ne sont plus que des "*billing determinants*" et que, dans le fonds, les tarifs
15 de court terme seraient plus déterminés sur la base de 8 ou 9 CP⁴⁸. Il importe de souligner
16 également que l' "erreur" du Dr. Orans (pour reprendre ses propres mots, voir NS du 14 mai
17 2001, page 148) n'est pas uniquement la sienne: sa cliente, Hydro-Québec, est tout autant
18 responsable de cette erreur puisque ses gens ont revu son témoignage écrit **avant** sa mise en
19 preuve⁴⁹. Rappelons que le Dr. Orans travaille avec les gens d'Hydro-Québec depuis la fin de
20 l'année 1998.

21 **Il apparaît très clair, de tous ces faits énoncés ci-haut, que la proposition d'Hydro-Québec**
22 **est tout sauf limpide, même aux propres yeux de la demanderesse. La simplicité de**
23 **compréhension, citée par le Dr. Orans comme l'un des principes généraux d'une bonne**
24 **tarification, n'y est clairement pas car même Hydro-Québec n'arrive pas à caractériser**
25 **adéquatement sa propre proposition. Or, si Hydro-Québec a des difficultés conceptuelles**

⁴⁶ Argumentation finale d'Hydro-Québec du 9 août 2001, pages 139 (citation de la 3^e puce), 140 (2^e et 3^e puces) et 141 (1^{ère} puce).

⁴⁷ Témoignage écrit du Dr. Orans, HQT-10 doc. 4, page 14.

⁴⁸ NS du 14 mai 2001, page 148.

⁴⁹ NS du 15 mai 2001, page 26, Q28.

1 avec ses propres propositions, comment seront-elles perçues dans le marché? Nous
2 soumettons que le défaut de transparence inhérent à la proposition tarifaire d'Hydro-
3 Québec crée plus d'incertitude et de doute que d'assurance dans l'esprit des clients
4 potentiels du service de transport. Ceux-ci, en raison de cette même incertitude, seront
5 moins incités à faire affaire avec TransÉnergie.

6 En terminant, force est de constater qu'Hydro-Québec n'a pas fait tous les efforts nécessaires à
7 une bonne compréhension, par les experts des parties, de leur proposition tarifaire. En effet, nous
8 avons appris, en audience, que le témoignage de M. Chéhadé a été traduit en anglais pour le
9 bénéfice du Dr. Orans⁵⁰. Il aurait probablement été à l'avantage de tous, en premier lieu pour
10 Hydro-Québec, que cette traduction ait été transmise aux intervenants. C'était d'ailleurs la
11 demande d'Option consommateurs lors de la conférence préparatoire du 12 avril 2000:

12 *Bon. Nous avons une préoccupation que nous adressons tout de suite*
13 *concernant la traduction. On n'a pas discuté avec Hydro-Québec*
14 *d'ailleurs. Mais on espère qu'il y aura un niveau de traduction qui sera*
15 *sensiblement similaire à celui qu'il y avait dans la cause R-3405, à savoir*
16 *que les expertises au soutien du dossier avaient été traduites. On*
17 *ajouterait que si l'explication des méthodologies qui sous-tendent la*
18 *preuve, s'il était possible d'en obtenir une traduction, cela serait très,*
19 *très important pour nous parce que, évidemment, l'expertise bien*
20 *souvent, elle est à l'extérieur du Québec dans ces domaines.*⁵¹

21 Nous ajoutons, d'ailleurs, qu'il aurait été beaucoup plus efficace, pour les fins d'analyse de la
22 preuve, que cette traduction ait été disponible. Le transporteur, à cet égard, n'a donc pas
23 contribué à réduire le fardeau réglementaire, ni n'a contribué à réduire les coûts de
24 réglementation des intervenants dans cette cause, ceux-ci ayant dû faire leurs propres traductions
25 ou résumés en anglais pour leurs experts.

26 **7.2.2. La proposition d'Hydro-Québec n'est pas le 1 CP mais autre chose**

27 Il est erroné, selon nous, de prétendre que l'approche suivie par Hydro-Québec pour déterminer
28 le tarif annuel est celle du 1 CP. En effet, tel qu'établi dans la section portant sur la planification
29 du réseau de transport, Hydro-Québec utilise l'approche de la somme des pointes annuelles non-
30 coïncidentes (1 NCP) pour la planification du réseau de transport, pour l'allocation des coûts et
31 pour la facturation du service de transport annuel ferme.

⁵⁰ NS du 14 mai 2001, page 96, Q.-R. 43 à 48.

⁵¹ NS du 12 avril 2000, page 160 (nos gras).

1 Tel qu'indiqué dans cette même section, cette approche est complètement inacceptable pour les
2 clients de la charge locale et en particulier pour les consommateurs résidentiels qui vont
3 supporter à perpétuité le sur-investissement qui en résulte. Ce sur-investissement n'est à
4 l'avantage de personne à l'exception bien évidente de l'actionnaire qui, seul, bénéficie de cet
5 exemple frappant de l'effet Averch-Johnson.

6 **7.2.3. La proposition d'Hydro-Québec est économiquement inefficace**

7 L'approche 1 CP/12 CP proposée par Hydro-Québec pour la tarification du service de transport
8 est inefficace à promouvoir une utilisation optimale du réseau de transport, pour plusieurs
9 raisons. En premier lieu, en incitant les consommateurs à opter pour le service de long terme
10 plutôt que le service de court terme, comme le veut Hydro-Québec, la structure tarifaire
11 **décourage** l'utilisation de la capacité excédentaire de transport en dehors de la saison hivernale.
12 Or, ces ventes sont susceptibles d'améliorer l'efficacité générale du système en améliorant le
13 facteur d'utilisation du réseau.

14 En outre, en mettant en place une tarification qui maintient le réseau dans un état de sous-
15 utilisation, la Régie exacerberait le problème de défaut de transparence décrit plus haut; il s'agit
16 d'ailleurs là de l'essentiel du message des experts qui demandent plus de cohérence entre les
17 tarifs de long terme et de court terme (MM. Bacon et Todd pour Option consommateurs, M.
18 Roach pour OPG, M. El-Ramly pour la Coalition industrielle et MM. Bradford, Disher et Raphals
19 pour le RNCREQ).

20 Par ailleurs, il est loin d'être acquis, dans le contexte québécois, que le 1 CP génère un bon signal
21 de prix, comme le soumet Hydro-Québec dans sa preuve et dans son argumentation finale. En
22 premier lieu, pour que le signal de prix soit bien compris des consommateurs, il faudrait qu'il en
23 coûte moins cher pour consommer en dehors de la période de pointe qu'au moment de la pointe
24 annuelle. Au contraire, le 1 CP d'Hydro-Québec présuppose que la pointe annuelle de tous les
25 clients du transport se produit exactement au même moment et est tarifée de la même façon. De
26 plus, la proposition 1 CP/12 CP a exactement l'effet inverse: elle **encourage** la consommation en
27 période de pointe. Ensuite, il est loin d'être évident que les consommateurs de la charge locale
28 ressentent bien le signal de prix, les tarifs de fourniture étant gelés jusqu'en 2004, le transport
29 n'étant pas dégroupé, sur la facture, de la fourniture et de la distribution et les tarifs ne variant pas
30 selon le moment de l'année ou de la journée ou selon le coefficient d'utilisation individuel sur le

1 transport.

2 **7.2.4. La proposition d'Hydro-Québec est inéquitable**

3 Nous sommes d'avis qu'une allocation des coûts de transport entre la charge locale et le point-à-
4 point basée sur la pointe annuelle (1 CP) est inéquitable en ce qu'elle ne prend pas en compte
5 l'usage du réseau durant toute l'année. La méthode 1CP résulte donc en une allocation plus
6 grande des coûts de transport pour la charge locale. Pour les motifs exprimés plus loin dans cette
7 argumentation (section 7.3.1.5.), nous soumettons respectueusement que la Régie devrait, au nom
8 de l'équité entre les consommateurs, rejeter la proposition d'Hydro-Québec.

9 **7.2.5. Conclusion**

10 Nous soumettons respectueusement que la Régie doit rejeter la proposition d'Hydro-Québec sur
11 l'allocation des coûts et la tarification, comme confuse, inefficace et inéquitable.

12 Dans la prochaine section, nous présenterons notre proposition, qui est beaucoup plus efficace,
13 simple de compréhension et d'application, conforme à la pratique dans le Nord-Est américain et
14 représentative d'un marché de gros ouvert tel que celui que l'on tente de mettre en place sur le
15 territoire du transporteur.

16 **7.3. La proposition d'Option consommateurs**

17 Pour Option consommateurs, la tarification du service de transport doit être basée sur les douzes
18 pointes non-coïncidentes de chacun des clients du service de transport (12 NCP). Cette
19 tarification est efficace en ce qu'elle est conforme avec la façon dont les clients prennent leurs
20 décisions en matière de transit sur le réseau de transport et avec la façon dont TransÉnergie
21 facture ses clients.

22 **7.3.1. Notre proposition : le 12 NCP**

23 Option consommateurs soumet respectueusement qu'une proposition alternative, celle avancée
24 par les experts Bacon et Todd, est préférable à celle d'Hydro-Québec. Il s'agit de la méthode dite
25 des douze pointes non-coïncidentes (12 NCP), qui est à plusieurs égards supérieure à la méthode
26 de la pointe annuelle, en particulier:

- 27 • conformité de la tarification avec le mode de facturation;
- 28 • transparence de la tarification;

- 1 • durabilité de la tarification;
- 2 • conformité avec les normes de l'industrie;
- 3 • équité entre le point-à-point et la charge locale;
- 4 • conformité avec la réglementation en vigueur dans l'industrie gazière québécoise en ce qui
- 5 concerne les conduites de transmission des distributeurs gaziers.

6 Nous traiterons tour à tour dans cette sous-section de chacune de ces considérations.

7 7.3.1.1. La conformité de la tarification avec le mode de facturation

8 Tout d'abord, les experts Bacon et Todd, dans leur preuve écrite et dans leur témoignage oral, ont
9 avec force détails expliqué en quoi la proposition d'Hydro-Québec créait une dichotomie entre la
10 tarification du service de transport et sa facturation.

11 *It is important to distinguish between the use of 1-CP in allocating costs,*
12 *designing rates and billing customers. As our evidence suggests, the HQ*
13 *proposal appears to be charging customers based on their non-coincident*
14 *peaks, although rates are designed (and implicitly costs are allocated)*
15 *using the 1-CP approach. We accept that if rates are designed based on a*
16 *coincident peak methodology, whether 1-CP or 12-CP, it is not reasonable*
17 *to bill customers on the same basis. They must be billed based on their*
18 *non-coincident peak to avoid customers being allowed free use of the*
19 *transmission network if they do not make use of it during the monthly*
20 *peak. One of the reasons we support the 12-NCP method is that that*
21 *approach is most consistent with the way in which customers will be*
22 *billed.*

23 *If the 12-CP method, an approach that we consider to be an acceptable*
24 *alternative, is adopted, we would expect customers to be billed on the*
25 *basis of their monthly non-coincident peaks in any case⁵².*

26 La proposition d'Hydro-Québec, puisqu'elle porte sur la pointe propre du consommateur, ne crée
27 aucun incitatif à réduire la pointe coïncidente du réseau, comme l'affirme la demanderesse. C'est
28 essentiellement une question de facturation:

29 *(...) Customer incentives derive from the way in which they are billed. If*
30 *the amount they pay is based on their own annual peak, which may not be*
31 *coincident with the system peak, they will have an incentive to reduce their*
32 *non-coincident peak demand, regardless of the impact on the system*
33 *peak⁵³.*

34 Les experts ajoutent, en outre, que la proposition d'Hydro-Québec, même en étant basée sur la
35 pointe annuelle du client du service de transport n'empêchait aucunement l'application, dans les

⁵² Pièce OC-3 page 5 de 12 (nos gras).

⁵³ Pièce OC-3, page 6 de 12.

1 faits, d'une méthode de facturation toute autre que celle sur laquelle la tarification est basée.

2 *Again, to illustrate, a monthly point-to-point customer contracting for a*
3 *transmission service in May, a non-peak month, will pay exactly the same*
4 *rate as a customer contracting for capacity in January. This is not 1 CP.*
5 ***In fact, the HQT rate design would allow annual point-to-point***
6 ***customers in effect to choose a 12 CP rate methodology.***

7 *Let me illustrate. Assume a customer requires transmission services*
8 *throughout the year, but its requirements vary seasonally. For example, its*
9 *load may be temperature-sensitive although it is a point-to-point*
10 *customer. This customer would be able to choose to enter into twelve (12)*
11 *monthly point-to-point contracts with different reserve levels in each*
12 *month, reflecting its capacity requirements in each month.*

13 ***Hence, it would be charged by HQT on the basis of its twelve (12)***
14 ***monthly non-coincident peaks. This is in essence the 12-NCP method.***
15 ***Presumably, HQT recognized that in the absence of a premium being***
16 ***charged for short-term point-to-point service which it has proposed, all***
17 ***annual point-to-point customers would have an incentive to opt for***
18 ***twelve (12) monthly or shorter contracts unless they truly operate at the***
19 ***same peak every month of the year.***

20 *That is the primary rationale for the monthly rate being slightly higher*
21 *than one twelfth of the annual rate. Nevertheless, all this premium does is*
22 *change the minimum monthly variance in capacity requirement that is*
23 *needed to justify moving from an annual point-to-point service to a*
24 *monthly point-to-point service, in order to in effect implement a 12-NCP*
25 *cost allocation to that customer.*

26 *As I see it, the HQT ratesetting methodology enables point-to-point*
27 *customers with variable monthly capacity requirements to pay rates that*
28 *reflect their monthly requirements, while only the domestic load is*
29 *required to pay for transmission on the basis of its annual peak. **Rather***
30 ***than giving only point-to-point customers de facto access to 12-NCP***
31 ***rates, it would seem to me to be more equitable to simply adopt the NCP***
32 ***methodology, as proposed in our evidence, so that all customers will be***
33 ***charged on the same basis, a basis that reflects their actual usage***
34 ***throughout the year, that is to allocating costs on the basis of the***
35 ***customer twelve monthly peaks***⁵⁴.

36 Nous croyons, à l'instar de nos experts, que la méthode 12 NCP permet une meilleure conformité
37 entre la tarification et la facturation du service de transport d'électricité.

38 7.3.1.2. La transparence dans la tarification

39 Quant à la question de la transparence de la tarification, nous soumettons que la méthode 12 NCP
40 est beaucoup plus simple de compréhension pour les clients du service de transport que la
41 proposition confuse d'Hydro-Québec. En effet, le message est très limpide: ils seront facturés sur
42 la base de leurs propres pointes mensuelles. Par ailleurs, ils n'ont plus à se préoccuper de savoir

1 quelle sera leur contribution à la pointe coïncidente annuelle ou bien aux douze pointes
2 mensuelles coïncidentes. La facilité de compréhension de notre proposition est de beaucoup
3 supérieure à celle de la proposition d'Hydro-Québec, qui souffrent de grandes difficultés
4 conceptuelles. Cette meilleure compréhension ne peut que résulter en une meilleure perception
5 dans le marché et plus d'énergie transitée sur le réseau de TransÉnergie, au bénéfice de tous les
6 clients du service de transport.

7 Ainsi, le 12 NCP constitue la méthode de tarification la plus transparente.

8 7.3.1.3. La durabilité de l'allocation des coûts et de la tarification

9 La tarification selon les 12 NCP sera par ailleurs beaucoup plus durable que celle selon le 1 CP.
10 En effet, tel qu'indiqué dans la section suivante portant sur la réglementation du FERC, le réseau
11 tendra à devenir de plus en plus de type 12 CP au sens des tests du FERC présentés par Hydro-
12 Québec en audience.

13 Une décision en faveur du 1 CP devra alors être révisée dans un futur plus ou moins rapproché.
14 Alors, de toute évidence, la Régie se rabattra alors sur le 12 CP ou le 12 NCP, comme seules
15 alternatives envisageables. La décision de la Régie n'aura donc pas été durable. Nous soumettons
16 respectueusement que, pour des fins d'allégement réglementaire, en prenant pour acquis que le
17 réseau de transport de TransÉnergie sera bientôt semblable à celui des réseaux voisins, la Régie
18 devrait adopter tout de suite le 12 NCP ou le 12 CP.

19 Pour ne prendre qu'un exemple d'une décision durable en matière d'allocation des coûts, la Régie
20 se référera à sa décision G-429 sur l'allocation des coûts relatifs aux conduites de transmission de
21 gaz naturel pour le distributeur Gaz Métropolitain⁵⁵. Cette décision est toujours en vigueur à
22 l'heure actuelle, plus de quinze années après son adoption.

23 7.3.1.4. La conformité avec les normes de l'industrie

24 Nous considérons comme faite la démonstration que la méthode du 12 CP constitue la norme de
25 l'industrie en matière de tarification du service de transport d'électricité. Notre proposition du

⁵⁴ NS du 29 mai 2001, pages 180-182 (nos gras).

⁵⁵ Gazifère utilise également la même méthode.

1 12 NCP constitue un léger accroc à la norme en référant aux pointes propres des clients
2 individuels et non aux pointes réelles du réseau de transport; cependant, cet accroc se justifie
3 aisément par la conformité de la tarification avec la facturation du service de transport, tel
4 qu'indiqué dans la section 7.3.1.1.. Notre proposition est donc beaucoup plus conforme aux
5 normes de l'industrie que la proposition 1 CP/12 CP d'Hydro-Québec qui, en plus de baser le tarif
6 annuel sur la base de la pointe annuelle, établit les tarifs de court terme sur une base
7 complètement différente que pour le tarif annuel.

8 7.3.1.5. L'équité entre les consommateurs

9 Comme dans toute décision sur l'allocation du coût de service et sur la tarification, la Régie se
10 doit de faire la balance entre diverses considérations économiques, quelquefois divergeantes, et
11 poser un jugement de valeur sur la bonne marche à suivre. C'est là tout l'essentiel du message
12 contenu à l'article 5 de la *Loi*:

13 *5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre*
14 *l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement*
15 *équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la*
16 *satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de*
17 *développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan*
18 *collectif.*

19 Dans le contexte du transport de l'électricité au Québec, l'équité au plan collectif implique de
20 trouver une méthode juste et raisonnable afin de répartir la facture du service de transport entre la
21 charge locale et le service de point-à-point. La question de l'équité a été mise de l'avant en ces
22 termes par les experts Bacon et Todd en audience:

23 *Efficiency would dictate the strict application of the 1-CP methodology.*
24 *Equity implies the need to recover costs from customers in a manner that*
25 *reflects their usage of the system throughout the year, as well as their*
26 *peak-day use⁵⁶.*

27 Nous soumettons respectueusement que la Régie doit avoir à l'esprit que, même s'il est vrai que le
28 réseau d'Hydro-Québec est présentement planifié pour rencontrer tous les besoins de transit en
29 période de pointe, ce même réseau sert également durant toute l'année pour toute sorte d'usages et
30 pour toute sorte de consommateurs de gros et finaux. **L'équité, dans cette perspective, exige**
31 **que les consommateurs du point-à-point soient mis à contribution pour leur usage à l'année**

⁵⁶ NS du 29 mai 2001, page 179 (nos gras).

1 **longue du réseau de transport de TransÉnergie.**

2 Outre l'usage du réseau, il importe de souligner que la charge locale fournit un service de grande
3 valeur dans le marché, en assurant qu'un minimum d'énergie transitera sur le réseau à chaque
4 instant de l'année. En effet, les réservations du point-à-point étant fortement liées aux conditions
5 de marché dans les réseaux avoisinants, donc très volatiles, l'existence de la charge locale
6 constitue une assurance d'activité sur le réseau de transport permettant de préserver des revenus
7 très importants pour Hydro-Québec. Nous soumettons donc respectueusement que la valeur de ce
8 service de *backstopping* fourni par la charge locale doit se refléter en une tarification équitable.

9 Une façon de faire, comme l'ont avancé certains intervenants, est de mettre une tarification avec
10 une composante énergie. Option consommateurs est toutefois d'avis qu'une telle approche n'est
11 supportée ni par la théorie, ni par la pratique en matière de structures tarifaires pour les
12 transporteurs d'électricité.

13 Par contre, nous sommes d'avis que la méthode du 12 NCP fait raisonnablement la balance entre
14 les exigences d'efficacité et d'équité dans l'élaboration d'une structure tarifaire (*ratemaking*). En
15 effet, notre approche permettra d'atteindre les objectifs tarifaires mis de l'avant par le Dr. Orans
16 dans sa preuve écrite et testimoniale tout en demeurant équitable pour les consommateurs de la
17 charge locale.

18 Nous profitons de l'occasion pour souligner à la Régie que sa décision aura potentiellement un
19 impact très important pour les consommateurs finaux de la charge locale. Il ne s'agit pas là d'une
20 question de peu d'importance qui ne mérite pas qu'on s'y attarde, comme l'avancent Hydro-
21 Québec⁵⁷ et la Coalition industrielle⁵⁸. Bien qu'en théorie, le banc qui entendra le premier dossier
22 tarifaire de distribution ne soit pas lié par la décision dans le dossier tarifaire 2001 de
23 TransÉnergie, en pratique, ce banc pourrait juger "cohérent", pour reprendre les mots de
24 M. Bastien⁵⁹, d'utiliser la même méthode d'allocation des coûts de transport. C'est précisément le
25 message que les experts Bacon et Todd lancent à la Régie⁶⁰. L'équité entre les consommateurs de

⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec du 9 août 2001, page 141, 3^e puce.

⁵⁸ Mémoire de la Coalition industrielle, page 5.

⁵⁹ NS du 17 mai 2001, page 120.

⁶⁰ Rapport d'expertise de Bruce Bacon et John D. Todd, section 3.2, paragraphes 50 et 51, page 17.

1 la charge locale est donc une considération dont la Régie doit tenir compte dès maintenant.

2 Or, à cet égard, nous soumettons que la méthode des 12 NCP ou celle des 12 CP⁶¹ sont toutes
3 deux des méthodes qui balancent bien les objectifs d'efficacité (principe d'utilisateur payeur) et
4 d'équité (usage tout au long de l'année)⁶².

5 7.3.1.6. La réglementation en vigueur dans l'industrie gazière québécoise

6 Nous soumettons respectueusement que notre proposition pour l'allocation des coûts du service
7 de transport entre la charge locale et le point-à-point va dans le sens de la réglementation de la
8 Régie pour le coût des conduites de transmission dans l'industrie gazière québécoise. Nous
9 présenterons donc, ici, les principales conclusions pertinentes de la Régie dans le dossier R-3028-
10 85⁶³, conclusions qui sont toujours en vigueur actuellement.

11 Dans la décision G-429, la Régie détermine quelle est la meilleure méthode d'allocation des coûts
12 des conduites de transmission, qu'elle définit ainsi:

13 *Le réseau d'un distributeur comprend un ensemble de conduites parmi*
14 *lesquelles il y a lieu de distinguer, quant à leur finalité;*

- 15 *▪ les conduites de transmission qui servent uniquement à l'alimentation*
16 *des divers réseaux de distribution ou parties des réseaux de*
17 *distribution, (conduites auxquelles aucun abonné n'est directement*
18 *rattaché),⁶⁴*

19 De par cet extrait, l'analogie est frappante entre les conduites de transmission d'un distributeur
20 gazier et le réseau de transport d'électricité quant à leur finalité respective. Pour la Régie,

21 *[I]es coûts relatifs aux conduites de transmission et de distribution ne*
22 *pouvant pas être directement attribués directement à chaque classe*
23 *d'abonnés, leur répartition entre celles-ci doit nécessairement faire appel*
24 *à un jugement sur les principes à appliquer à cette répartition ainsi que*
25 *sur le détail des méthodes de calcul à utiliser pour l'effectuer.*

⁶¹ Notons que, puisqu'il n'y a que deux consommateurs de transport, la charge locale et le Producteur dans ses activités non-réglées, les 12 CP et les 12 NCP sont présentement équivalentes aux fins de la détermination des tarifs de transport. Cependant, comme l'ont noté les experts Bacon et Todd dans leur réponse à l'engagement #1, " *as more transmission customers use HQT's network, the 12-CP and the 12-NCP are likely differ by an increasing amount* " (pièce OC-5, page 2).

⁶² Voir le Rapport d'expertise de M. Co Pham, Annexe 6, page 62.

⁶³ Décision G-429 de la Régie de l'électricité et du gaz du 2 octobre 1985, Enquête sur les principes d'allocation du coût de service de Gaz Métropolitain, inc., en vertu des articles 24, 25, 27 et 28 de la Loi sur la Régie de l'électricité et du gaz (L.R.Q., chap. R-6).

⁶⁴ Décision G-429, page 73.

1 (...)
2 *Étant donné qu'aucun abonné n'est raccordé aux conduites de*
3 *transmission, les coûts relatifs à celles-ci ne comprennent qu'une*
4 *composante "capacité"⁶⁵.*

5 Ce qui importe plus que tout pour la Régie, c'est de s'assurer que les méthodes qui seront utilisées
6 pour l'allocation des conduites de transmission entre les classes d'abonnés reflètent fidèlement les
7 relations de causalité entre la consommation de gaz naturel par une catégorie d'abonnés et les
8 coûts relatifs aux conduites. Elle retient, notamment, qu'il y a une relation causale, quoique pas
9 tout-à-fait "rigoureuse"⁶⁶ entre la pointe coïncidente du réseau et son dimensionnement, en raison
10 du profil de consommation chauffage d'une grande partie de la clientèle.

11 Il y a également une seconde relation causale très importante pour la Régie: pour elle, le volume
12 annuel retiré est une cause importante du dimensionnement du réseau:

13 *4.5.2.2) Le volume annuel retiré comme cause*
14 *La section précédente traite des causes ayant conduit au dimensionnement*
15 *actuel du réseau mais elle omet de traiter de la cause fondamentale de*
16 *l'existence même du réseau, soit l'objectif de distribuer du gaz à un coût*
17 *qui en permet la vente à un prix que le consommateur est disposé à payer.*
18 *En effet, aucun distributeur ne poserait une canalisation pour satisfaire la*
19 *demande de ses abonnés seulement pendant le jour de pointe, sans avoir*
20 *une certaine assurance de leur vendre du gaz pendant les 364 autres jours*
21 *de l'année. Une étude d'allocation des coûts communs d'un réseau, basée*
22 *sur des relations de causalité, doit donc nécessairement tenir compte de la*
23 *contribution de chaque classe tarifaire au volume annuel de ventes qui*
24 *justifie l'existence de ce réseau⁶⁷.*

25 Cette volonté de la Régie d'intégrer une composante "volume annuel retiré" dans la méthode
26 d'allocation des coûts des conduites de transmission est très similaire à notre préoccupation en ce
27 qui concerne l'utilisation du réseau de transport d'électricité en dehors de la période de pointe.
28 Cependant, puisque nous ne considérons pas justifié d'intégrer une composante "énergie" dans le
29 tarif de transport, notre proposition du 12 NCP ou 12 CP permet d'atteindre ce résultat recherché
30 par la Régie dans sa décision G-429.

31 Sur la base de ces deux principes de base pour l'allocation des coûts des conduites de
32 transmission, la Régie détermine que la méthode de la Capacité Attribuée et Utilisée (CAU) est

⁶⁵ Id., page 74.

⁶⁶ Id., page 83.

⁶⁷ Id., pages 86-87.

- 1 celle qui permet d'atteindre les objectifs recherchés:
- 2 & Reconnaissance de la priorité de service;
 - 3 & Stabilité;
 - 4 & Reconnaissance du coefficient d'utilisation;
 - 5 & Allocation lorsque le CU est de 100%;
 - 6 & Reconnaissance de l'effet de diversité;
 - 7 & Absence de service gratuit (pour les consommateurs interruptibles);
 - 8 & Transparence⁶⁸.

9 Nous soumettons respectueusement que la proposition d'Hydro-Québec n'utilise qu'une seule des
10 deux relations causales identifiées par la Régie, soit la contribution à la pointe coïncidente. Il
11 reste maintenant, pour être conforme à l'esprit de la réglementation en vigueur dans l'industrie
12 gazière, à intégrer la deuxième relation causale, soit celle de l'utilisation du réseau en dehors de la
13 période de pointe.

14 Comme nous l'avons dit plus haut, la méthode du 1 CP ne sera bientôt plus applicable au
15 transport d'électricité, en ce que le réseau ne sera objectivement plus planifié pour rencontrer la
16 pointe annuelle mais bien pour rencontrer des besoins de transport à l'année longue. Par ailleurs,
17 dans l'intervalle, il demeure tout de même qu'une certaine reconnaissance doit être faite de
18 l'utilisation du réseau en dehors de la période de pointe, la méthode du 1 CP n'est pas satisfaisante
19 au sens de la décision G-429 de la Régie à cet égard.

20 Nous soumettons que notre proposition du 12 NCP permet d'atteindre les deux objectifs que la
21 Régie a recherchés dans cette décision. Le 12 CP est également valable à cet égard. En terminant,
22 nous soulignons à la Régie que la décision G-429, qui remonte au 2 octobre 1985, est encore en
23 vigueur à l'heure actuelle. Elle est solide et durable et la Régie l'a réaffirmée à plusieurs reprises
24 dans le passé, avec certains raffinements⁶⁹.

25 **7.3.2. La réplique d'Hydro-Québec**

26 7.3.2.1. La réglementation et les tests du FERC

27 En audience, Hydro-Québec amène de nouveaux éléments dans sa preuve-en-chef à l'encontre du

⁶⁸ Id., pages 146-148.

⁶⁹ Décisions G-460, D-90-44, D-90-66, D-92-36 et D-97-47.

1 12 CP. Elle fait alors grand cas de tests élaborés par le FERC afin de déterminer la méthode
2 d'allocation des coûts à utiliser. Quant à nous, nous soumettons respectueusement que ces tests,
3 comme toutes les décisions édictées par le FERC, sont d'une importance bien académique pour la
4 Régie dans ses délibérations. En effet, le FERC n'a pas juridiction sur les questions intérieures
5 canadiennes et québécoises et le *Loi sur la Régie de l'énergie* n'oblige en rien la Régie de
6 l'énergie d'appliquer les décisions du FERC. La seule raison qui nous amènerait à suivre les
7 directives du FERC est une raison économique: celui-ci requiert la réciprocité d'ouverture dans
8 les marchés de gros pour permettre à Hydro-Québec de réaliser des activités dans les marchés de
9 gros aux Etats-Unis. **Or, comme ces activités ne regardent ni la Régie ni les consommateurs**
10 **québécois, la conformité aux règles du FERC ne vise qu'à accomoder le Producteur, rien de**
11 **plus. Nous invitons donc respectueusement la Régie à ne pas accorder trop d'importance à**
12 **ces tests, qui n'ont à nos yeux qu'une valeur indicative.**

13 Malgré cette réserve, nous tenons à rétablir les faits et l'état de la question. Commençons par
14 indiquer qu'Hydro-Québec, dans son interprétation des décisions du FERC dans l'application des
15 tests, fait dire au FERC des choses qu'il n'a pas dites. En effet, dans son témoignage oral⁷⁰ et
16 dans son argumentation finale⁷¹, présente sans nuance des conclusions possibles du FERC en
17 disant que si un réseau de transport ne passe pas les tests 12 CP du FERC, **alors le réseau n'est**
18 **pas de type 12 CP**, comme en témoigne ce passage de l'argumentation:

19 (...) *Les résultats des tests confirment que le profil de charge du réseau de*
20 *transport d'Hydro-Québec, avec ou sans les réservations annuelles des*
21 *clients du service de point à point³¹⁴, ne peut être classé comme un*
22 *12 CP³¹⁵. (...)*

23 *314/ HQT-10, Document 1.7.8, Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement*
24 *59.*

25 *315/ HQT-10, Document 1.7, pp. 6-9⁷².*

26 La réalité est bien différente. Comme l'expliquait l'expert Todd en audience, par défaut les
27 entreprises de transport doivent appliquer le 12 CP. Si un réseau ne passe pas les tests, alors il est
28 **libre, mais pas obligé**, de déposer une requête au FERC visant à faire accepter le 1 CP comme
29 méthode d'allocation (ou toute autre méthode jugée appropriée). En d'autres mots, ce n'est pas

⁷⁰ NS du 14 mai 2001, pages . Voir également HQT-10 doc. 1.7, page 7: "Conclusion: 1 CP".

⁷¹ Argumentation d'Hydro-Québec du 9 août 2001, pages 140-141.

⁷² Argumentation d'Hydro-Québec du 9 août 2001, pages 140-141 (nos gras).

1 parce qu'un réseau ne passe pas les tests qu'il doit allouer ses coûts par une autre méthode que le
2 12 CP. Hydro-Québec déforme donc les propos du FERC dans cet extrait de l'Ordonnance 888
3 qu'elle cite dans son argumentation finale (page 140):

4 *We are reaffirming the use of a twelve monthly coincident peak (12 CP)*
5 *allocation method because we believe the majority of utilities plan their*
6 *systems to meet their twelve monthly peaks. Utilities that plan their*
7 *systems to meet an annual system peak are free to file another method if*
8 *they demonstrate that it reflects their transmission system planning*⁷³.

9 Au contraire de ce que laisse entendre Hydro-Québec, le FERC ne requiert pas le 1 CP pour les
10 transporteurs qui planifient leur réseau sur la base de la pointe annuelle. Par contre, le FERC se
11 dit ouverte, dans ce dernier extrait, à permettre d'autres méthode que le 12 CP. L'expert Todd
12 s'exprimait ainsi en audience:

13 *Q. Very well, thank you. Now, were you informed of Mr. Chéhadé's*
14 *presentation in these proceedings with respect to the tests used by FERC*
15 *in order to assess whether a 12-CP method versus a 1-CP method should*
16 *be chosen?*

17 *A. Yes, we were.*

18 *Q. You were. What is your opinion concerning the use of those tests as*
19 *suggested by Mr. Chéhadé, and what is your recommendation in this*
20 *regard, if any?*

21 *A. Our understanding of the tests is that if the tests are all surpassed,*
22 *that is a different way to put it, then the company would be required to use*
23 *the 12-NCP [sic: devrait plutôt se lire 12-CP] methodology. If they are*
24 *not, then it doesn't indicate that the company is required to use a 1-CP,*
25 *it is just that the company is permitted to apply for 1-CP, which puts it in*
26 *the category of discretion, where other considerations come into play.*

27 *Which is exactly where we have placed our proposal as opposed to Hydro-*
28 *Québec's proposal, which is, there is issues of equity, issues of judgement*
29 *here, and our primary message to the Régie is they are free to choose*
30 *without feeling constrained either by FERC precedents or anything else,*
31 *to feel that because of the engineering concept that 1-CP is right that*
32 *that should not be determinative of the approach being taken.*

33 *We are so far away from that anyway that I don't consider the*
34 *engineering/efficiency consideration to be determinative of what should be*
35 *done here*⁷⁴.

36 À l'instar de nos experts, nous pensons que la Régie demeure seule maîtresse de ses décisions à
37 l'égard de la méthode d'allocation des coûts appropriée.

38 Dans un autre ordre d'idées, Hydro-Québec, citant en cela dans son argumentation le support des

⁷³ FERC, Ordonnance 888, page 296 (nos gras).

1 témoins de l'intervenante STOP/SÉ, semble faire grand cas de la "robustesse" de ces tests.
2 **Quant à nous, nos propres analyses confirment que les résultats de ces tests vont tout-à-fait**
3 **dans le sens de nos propos (et non de ceux d'Hydro-Québec), c'est-à-dire que la Régie**
4 **devrait accepter notre proposition du 12 NCP ou du 12 CP.** En effet, lorsque l'on utilise
5 différentes prévisions de réservations en preuve, on se rend compte que l'accroissement des
6 activités sur le marché de gros québécois contribue à rendre le réseau de TransÉnergie plus près
7 d'un réseau de type 12 CP.

8 *Q. Section 45, page 15 on paper, you state that,*

9 *With regard to the objective of meeting industry standards,*
10 *the 12-CP proposal would be more consistent with FERC*
11 *[...] than the 12-NCP...*

12 *Could you elaborate just a little more, or are you just basically saying that*
13 *is what they recommend, in what manner is it more consistent?*

14 *Mr. JOHN D. TODD:*

15 *A. To respond to that question, I think it is also helpful to note that there*
16 *was an information request from the Régie, number 1, in which we have a*
17 *couple of quotes in terms of FERC's treatment, and I guess that is the*
18 *elaboration.*

19 *FERC in our read in these decisions seemed to be reaffirming the 12-CP*
20 *method, however, the test that has been put forward in these other*
21 *decisions, some other decisions where I would say there is some ambiguity*
22 *around the FERC interpretation of any particular circumstances and I*
23 *suppose without HQT actually being submitted to a FERC review to see*
24 *what their view would be in the circumstances, we cannot be certain of*
25 *what their view would be.*

26 *But our read of the FERC decisions, and I admit that is not based on an*
27 *exhaustive read of all decisions out there, was that there is substantial*
28 *support for 12-NCP or 12-CP, which we see as a more -- we assume the*
29 *basis of that is that it is more equitable than a 1-CP method. **They seem to***
30 *want to be limiting the use of the 1-CP approach to circumstances where*
31 *there is really a strong peaking situation.*

32 *We also have observed that there are some -- if exports increase in*
33 *relation to the passing of those tests, that HQ may cross the threshold at*
34 *some time in the future. We do not know how quickly they are*
35 *approaching those thresholds, but they are getting up there.*

36 *We have done some calculations, there are also adjustments -- Bruce did*
37 *a couple of calculations in relation to those thresholds. He may be able*
38 *to give them to you, it should be helpful.*

39 *Mr. BRUCE BACON:*

40 *A. Are you interested in those calculations? Yes... I will just get them.*
41 *What I did in the analysis is we recognized from the evidence provided*
42 *through cross that Hydro-Québec did not include the point-to-point loads*

⁷⁴ NS du 29 mai 2001, pages 201-202, questions 251-252 du régisseur Frayne (nos gras).

1 *in the tests. And so, what we did is we did an analysis including the point-*
 2 *to-point loads in the tests, which represents potentially maybe the exports*
 3 *getting larger and larger. And we did it in two examples.*

4 *We used the point-to-point information that was in the HQ evidence as*
 5 *well as we used the RNCREQ point-to-point information. And what*
 6 *happens is we see a tendency towards meeting the targets. They do not*
 7 *meet the targets, but they are getting very close to the targets to the point*
 8 *that in test 3, for example, you have to meet -- the target is greater than*
 9 *eighty percent (80%), when you use RNCREQ's information, the result*
 10 *becomes seventy-nine percent (79%).*

11 *Now, that is just one example, but it is getting very close. So, I guess our*
 12 *submission would be as exports or as point-to-point loads become*
 13 *greater and greater, become a higher percentage of the load, then,*
 14 *potentially, you will move into a 12-CP definition by passing the test.*

15 *Mr. JOHN D. TODD:*

16 *A. And the mandatory 12-CP under the FERC test⁷⁵.*

17 Pour le bénéfice de la Régie, nous reproduisons les résultats dont les experts Bacon et Todd font
 18 état dans l'extrait ci-dessus, basés sur les mêmes tests mis de l'avant par Hydro-Québec.

Tests	Objectifs	Charge locale seulement	Charge totale	Prévisions RNCREQ ⁷⁶
Test 1:	<20,0%	28,4%	25,4%	24,4%
Test 2:	>70,0%	57,5%	62,1%	61,4%
Test 3:	>80,0%	75,4%	78,1%	78,9%

21 **La direction des résultats est très claire: le réseau d'Hydro-Québec approche du point où**
 22 **au moins l'un des tests, le troisième, atteindra son seuil d'acceptabilité.**

23 Finalement, Hydro-Québec se base sur le témoignage oral de M. Fontaine, qui n'a pas statut
 24 d'expert mais d'analyste dans cette instance, et de Mme Lalumière pour supporter la "robustesse"
 25 de ces tests. Nous désirons seulement souligner, toutefois, que Mme Lalumière fut durant une
 26 grande partie de sa carrière à l'emploi d'Hydro-Québec et que son unique client connu dans
 27 l'industrie de la réglementation des utilités publiques est l'intervenante STOP/SÉ. Celle-ci, à son

⁷⁵ NS du 29 mai 2001, pages 223-226, Q.-R. 300 du régisseur Tanguay (nos gras).

⁷⁶ Preuve des experts Bradford, Disher et Raphals, page 43, section 5.2.3.1.

1 tour, favorise ouvertement les exportations d'électricité par le Producteur, qui bénéficierait de
2 l'allocation des coûts sur la base du 1 CP.

3 **En conclusion, nous pensons que tout le débat sur la réglementation édictée par le FERC est**
4 **académique, vu sa non-applicabilité aux affaires intérieures québécoises. Ainsi, nous**
5 **pensons que la Régie n'a pas à porter plus d'importance qu'il n'en faut à la réglementation**
6 **fédérale américaine dont, notamment, les tests de caractérisation d'un réseau de transport.**
7 **Cependant, si la Régie devait accorder quelque valeur indicative à ces tests, nous pensons**
8 **qu'ils soutiennent avec éloquence nos propos, à l'effet que le réseau de transport de**
9 **TransÉnergie ne sera bientôt plus planifié uniquement en fonction de la pointe annuelle**
10 **coïncidente, mais bien pour répondre à des besoins annuels.**

11 7.3.2.2. L'argumentation finale d'Hydro-Québec

12 Pour tenter de renverser le fardeau de preuve sur l'impact de l'une ou l'autre proposition, Hydro-
13 Québec affirme que:

14 (...) aucun intervenant n'a cependant évalué l'impact de sa proposition
15 [d'allocation des coûts et de tarification] sur le niveau des réservations de
16 point à point³⁴² et par conséquent, sur la facture de la charge locale et les
17 effets à long terme sur les coûts de transport. Par exemple, un tarif trop
18 élevé pourrait réduire significativement les réservations de point à point,
19 comme l'ont d'ailleurs souligné tous les intervenants représentant les
20 clients de point à point, ce qui signifie que la charge locale pourrait à la
21 limite devoir assumer la totalité des revenus requis.³⁴³

22 342/ "Secundo quant à l'impact d'une augmentation des tarifs sur le
23 niveau des réservations pour ce service, nous n'avons pas les éléments
24 pour effectuer des simulations d'impact de cet ordre (...)." Réponses de
25 l'ACEF de Québec aux questions de la Régie de l'énergie, d'HQ et du
26 RNCREQ, question 14.1, pp.20-21.

27 343/ M. Albert Chéhadé, notes sténographiques, vol. 19, p. 73⁷⁷.

28 Cette tentative de renversement du fardeau de preuve n'est guère convaincante. Cela démontre
29 avec grande éloquence qu'Hydro-Québec n'a pas rempli son fardeau de preuve. En effet, pour
30 Hydro-Québec, il reviendrait aux intervenants de démontrer que *leurs propositions* n'auront pas
31 d'impact sur le niveau de réservations du Producteur Hydro-Québec! Le transporteur a-t-il même
32 tenté de faire la démonstration, avec étude d'élasticités à l'appui, que les réservations
33 diminueraient? Non. Alors que l'asymétrie d'information est en sa faveur, la demanderesse a

⁷⁷ Argumentation finale d'Hydro-Québec du 9 août 2001, pages 149-150.

1 préféré ne présenter aucune contre-preuve sur ce sujet et s'en tenir à une argumentation
2 spéculative, rédigée au conditionnel, qui essaie de masquer sa propre incapacité à remplir son
3 fardeau de preuve en le rejetant sur les intervenants. Ceci s'applique d'ailleurs aux autres clients
4 du point-à-point, qui n'ont eux non plus offert aucune preuve ou contre-preuve.

5 Par ailleurs, nous devons signifier ici notre étonnement de voir Hydro-Québec nous servir cet
6 argument. Comment Hydro-Québec peut-elle affirmer, d'un côté, que le 12 NCP ou le 12 CP
7 *pourrait réduire significativement les réservations de point à point* (pour reprendre leurs mots
8 dans le dernier extrait) et, de l'autre côté, proposer la méthode du 1 CP/12 CP qui a exactement le
9 même effet dans les activités de court terme? Il y a ici une grave inconséquence de la part du
10 transporteur qui doit être soulevée.

11 Nous soumettons respectueusement à la Régie qu'Hydro-Québec n'a pas rempli son fardeau de
12 preuve et qu'elle ne devrait pas se laisser influencer par cette tentative de renversement du
13 fardeau de preuve.

14 **7.4. Les autres propositions**

15 **7.4.1. L'allocation des coûts et la tarification par fonction**

16 Plusieurs intervenants, parmi lesquels la Coalition industrielle et Énergie Nouveau-Brunswick,
17 proposent de mettre en place une allocation des coûts par fonction et une tarification particulière
18 pour chacune des fonctions identifiées.

19 Tel qu'établi dans la section de notre argumentation portant sur le cadre législatif, nous
20 soumettons que cette façon de faire est contraire à l'esprit de la Loi telle que modifiée par le
21 projet de loi n° 116. Il s'agit selon nous d'une tentative de contournement de la Loi, qui a été
22 amendée précisément pour y intégrer la notion d'uniformité territoriale de la tarification.

23 La Régie devrait donc rejeter les propositions d'allocation des coûts et de tarification par
24 fonction.

25 **7.4.2. Le prix de marché**

26 Le professeur Robert Gagné, témoin expert retenu par l'AIEQ, propose que le coût du transport
27 suive le prix de marché, de façon à établir un signal de prix très clair pour les consommateurs.
28 Nous soumettons respectueusement que cette proposition est contraire à la Loi, qui dit à son

1 article 49(6):

2 *49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un*
3 *tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la*
4 *Régie doit notamment :*

5 (...)

6 *6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à*
7 *chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la*
8 *concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de*
9 *tarifs ;*

10 Par définition, l'approche du prix de marché élimine la prise en compte des coûts de services des
11 différentes catégories de consommateurs. Cette seule constatation nous suffit pour juger cette
12 proposition comme illégale et non-avenue.

13 **7.5. Conclusion**

14 Option consommateurs soumet respectueusement que la Régie devrait rejeter la proposition
15 d'allocation des coûts et de tarification d'Hydro-Québec, basée sur le 1 CP/12 CP, comme étant
16 confuse, inefficace et inéquitable. L'intervenante soumet également que les autres propositions
17 mises de l'avant par d'autres parties à l'audience sont soit illégales, soit inappropriées, soit mal
18 fondées.

19 Nous soumettons respectueusement que les propositions des experts Bacon et Todd, supportée en
20 cela par les experts Bradford, Disher et Raphals pour le RNCREQ et Co Pham pour ARC-
21 FACEF-CERQ, sont les plus appropriées.

22 La proposition du 12 NCP, qui s'appliquerait tant sur les tarifs de long terme que de court terme,
23 est efficace quant à son application, car elle permet le recouvrement des coûts de transport par les
24 usagers tout en étant conforme avec la façon dont les consommateurs seront facturés; elle est
25 transparente, simple de compréhension et sans ambiguïté pour les clients; elle est durable en ce
26 qu'elle reflète véritablement les caractéristiques vers lesquelles le réseau de TransÉnergie évolue;
27 elle est conforme avec les normes de l'industrie, en ce qu'elle porte sur douze mois et non sur un
28 seul et que les tarifs sont cohérents entre eux; finalement, la méthode des 12 NCP constitue un
29 arbitrage raisonnable entre l'efficacité de la tarification du service de transport et l'équité entre la
30 charge locale et le point-à-point.

31 Subsidiairement, le 12 CP permet également d'atteindre ces objectifs.

8. Autres sujets

8.1. La fermeture réglementaire des livres

La Régie ayant déjà décidé, dans la décision D-99-120⁷⁸, qu'il lui était possible de procéder avec la fermeture réglementaire des livres, Option consommateurs juge qu'il n'y a pas lieu de revenir sur la légalité de cet outil réglementaire en vertu de la Loi.

Quant à nous, nous sommes davis que la fermeture réglementaire des livres constitue un outil réglementaire de grande valeur pour faire le suivi des revenus et des coûts et pour ordonner le partage des trop-perçus entre les catégories de consommateurs. Nous demandons à la Régie de soumettre Hydro-Québec à cette procédure dès à présent.

8.2. Les indices de qualité de service

Option consommateurs ne remet pas en question la pertinence des indices de qualité de service proposés par TransÉnergie. Ces indices peuvent être fort utiles pour mesurer la qualité du service électrique fourni par le transporteur. Cependant, la preuve démontre également qu'ils ne sont pas représentatifs de l'ensemble de la clientèle. C'est en effet l'opinion de Jacques Régis, président de TransÉnergie⁷⁹.

Nous pensons que les indices de qualité de service du transport devraient refléter la satisfaction de l'ensemble de la clientèle et non seulement celle des consommateurs de grande puissance, comme le propose Hydro-Québec. De plus, nous trouvons insatisfaisante la position du transporteur selon laquelle ce devraient être les indices de qualité du distributeur qui devraient prendre en considération la satisfaction du reste de la clientèle⁸⁰. À tout événement, nous pensons que la Régie devrait favoriser auprès du transporteur la mise en place d'indices de qualité de service représentatifs de l'ensemble de la clientèle.

8.3. La réglementation incitative à la performance

Nous considérons acceptable la proposition d'Hydro-Québec de reporter ce sujet et d'attendre qu'un historique réglementaire soit établi.

⁷⁸ Page 13 de la décision.

⁷⁹ NS du 10 avril 2001, pages 133-135, Q.-R. 226-227.

1 **8.4. Les autres sujets non traités dans cette argumentation**

2 Pour ce premier dossier tarifaire de transport d'électricité, Option consommateurs n'a pas jugé
3 opportun ni efficace de se positionner sur tous les sujets; elle ne s'est intéressée, en preuve, en
4 contre-interrogatoires et en argumentation finale, qu'aux seuls sujets qui lui apparaissaient être
5 d'une importance supérieure cette année. Cela ne veut dire en aucun cas qu'elle accepte les
6 propositions d'Hydro-Québec ou de tout autre intervenant ou qu'elle juge ces questions comme
7 non pertinentes. Elle s'en remet donc à la Régie pour ces autres sujets.

⁸⁰ NS du 10 avril 2001, pages 135-137, Q.-R. 228-231.

9. Conclusion et recommandations

9.1. Demande de remboursement des frais

Option consommateurs estime que son intervention fut pertinente et utile à la Régie dans ses délibérations et considère que ses frais d'intervention doivent lui être remboursés intégralement.

La demande de frais d'Option consommateurs sera raisonnable eu égard au prolongement des audiences et à l'étendue du calendrier pour l'argumentation finale. En effet, Option consommateurs a été raisonnable dans sa participation aux audiences, en limitant le nombre de sujets couverts en preuve à un seul et en réduisant à l'essentiel le temps de présence en salle d'audience et de contre-interrogatoire. Finalement, Option consommateurs a rigoureusement et scrupuleusement suivi les directives de la Régie dans sa décision D-2000-102 quant à la duplication d'intervention.

9.2. Commentaires sur le processus

En prévision de la tenue d'audiences ultérieures, nous croyons nécessaire de faire part à la Régie de notre appréciation du processus.

Nous considérons qu'en général, le processus s'est déroulé dans un climat de bonne entente et de coopération et le tout avec relativement de célérité. Nous avons pu remarquer un travail d'équipe exceptionnel de la part des régisseurs et du personnel juridique et technique de la Régie, qui se sont tous impliqués très activement dans la gestion du dossier. Les mêmes commentaires s'appliquent également à la demanderesse Hydro-Québec, dont la qualité de la préparation fut remarquable – quelquefois à notre désarroi, d'ailleurs.

Malheureusement, nous ne pouvons que constater, tout comme les régisseurs et les intervenants en audience, que le calendrier fut très encombrant pour tous. Le prolongement des audiences et des procédures a rendu difficile la gestion de nos autres activités. Le motif principal de ce prolongement, à notre avis est l'approche par thème, par laquelle la demanderesse et les intervenants présentent leurs preuves respectives de manière segmentée. Selon nous, cette approche ne favorise pas l'efficacité du processus et la réduction des coûts de réglementation, à l'exception peut-être des sujets de la structure de capital et du taux de rendement sur la base de

1 tarification qui, historiquement, ont fait intervenir peu de participants. Nous comprenons que ce
2 dossier fut un essai pour ce genre de procédure. Notre conclusion est que l'approche traditionnelle
3 est préférable. Nous suggérons de reprendre cette approche dans le futur.

4

5 LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS,

6

7

8

SYLVESTRE, CHARBONNEAU, FAFARD

9

Procureurs de l'intervenante Option consommateurs