

L'ACEF de Québec questionne la hausse importante des frais d'amortissement chez Hydro-Québec depuis le début des années 90, et considère cette hausse exagérée.⁴⁵¹

L'AIEQ recommande d'utiliser une approche de type « *benchmarking* » pour juger de l'efficacité en comparant les coûts déposés par l'entreprise aux coûts similaires dans d'autres juridictions. Dans le présent dossier, la preuve présentée par Hydro-Québec ne permet pas une vérification indépendante, ni une approche comparative, faute de données suffisantes portant sur d'autres entreprises réglementées.⁴⁵²

OC fait observer que les charges de services partagés et les frais corporatifs imputés correspondent à une part de plus de 29 % des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.⁴⁵³ Il existe une grande incertitude sur la raisonnable des charges demandées et la nécessité, pour TransÉnergie, de devoir faire affaires avec les autres divisions et unités de services d'Hydro-Québec. OC recommande à la Régie d'étudier avec une extrême prudence les demandes budgétaires du transporteur à ce sujet.

Selon OC, si Hydro-Québec n'est pas en mesure de justifier la totalité des coûts et le choix d'un fournisseur interne plus coûteux, alors les consommateurs n'ont pas à en faire les frais.⁴⁵⁴

OC rappelle que, dans sa décision D-2000-48⁴⁵⁵, la Régie déclarait ne pas pouvoir établir spécifiquement pour Gazifère, faute de preuve, la nécessité des dépenses afférentes aux services rendus par Enbridge et ses autres sociétés apparentées. En conséquence, la Régie n'accordait que 75 % de l'augmentation de coûts demandée et ordonnait à Gazifère de déposer, dans une future cause tarifaire, une étude approfondie des prix de marché et des alternatives à Enbridge Commercial Services Inc.(ECSI) comme fournisseur de services. Une telle étude est également pratique courante dans d'autres juridictions.

Selon OC, la Régie devrait ordonner à Hydro-Québec de présenter, dans son prochain dossier tarifaire, une étude spéciale relevant chacun des produits et services reçus des autres unités d'affaires et de services d'Hydro-Québec ainsi que des sociétés apparentées, les coûts relatifs à ces produits et services et une évaluation de la juste valeur marchande de ces produits et services.⁴⁵⁶

⁴⁵¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 33.

⁴⁵² AIEQ-1, Mémoire de preuve de M. Robert Gagné, 7 février 2001, paragraphe 18.

⁴⁵³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁴ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 18.

⁴⁵⁵ Décision D-2000-48, 29 mars 2000, pages 20 à 23.

⁴⁵⁶ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 20.

Afin d'inciter Hydro-Québec à fournir une telle étude, OC est d'avis que la Régie ne devrait accorder à TransÉnergie que la moitié des charges de services partagés ou corporatives demandées pour l'année 2001, soit un total d'environ 180 M\$.⁴⁵⁷

OC perçoit deux enjeux :

- déterminer si les services offerts par le centre corporatif d'Hydro-Québec sont tous utiles et nécessaires à la prestation du service de transport et sinon, lesquels le sont;
- pour les services utiles et nécessaires à la prestation du service de transport, quelle est leur juste valeur marchande et combien Hydro-Québec facture-t-elle à TransÉnergie?⁴⁵⁸

Les consommateurs québécois n'ont pas à supporter, dans leurs tarifs, des services qui ne leur sont pas utiles, simplement parce qu'ils font partie des charges corporatives. La Régie doit se satisfaire en premier lieu de la pertinence, pour la clientèle assujettie, de payer pour ces services, quel que soit le fournisseur. Selon OC, TransÉnergie n'a pas passé le premier test, à savoir la démonstration que les charges corporatives étaient toutes utiles et nécessaires à la prestation du service de transport.

Le transporteur réplique que la demande à l'effet que les dépenses demandées soient réduites de 50 % est étrangement arbitraire et excessive compte tenu de la preuve déposée par la demanderesse et de la faiblesse des arguments présentés par OC pour la justifier.⁴⁵⁹

STOP/S.É. recommande que la Régie demande à Hydro-Québec de produire à l'avenir, dans les causes tarifaires de TransÉnergie, un dossier qui quantifie et décrive ses dépenses en environnement et en recherche-développement, qu'il s'agisse de dépenses immobilisées ou de dépenses d'opérations, en faisant les liens requis avec les renseignements non quantifiés fournis au Rapport annuel et au Rapport de performance environnementale annuel d'Hydro-Québec.⁴⁶⁰

L'intervenant note qu'Hydro-Québec a fourni des précisions quant aux dépenses environnementales et aux objectifs environnementaux.⁴⁶¹ Selon STOP/S.É., il serait donc relativement facile pour elle de faire une corrélation entre les coûts environnementaux et les activités citées au Rapport de performance environnementale et de présenter le détail au dossier tarifaire.

⁴⁵⁷ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 21.

⁴⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 25.

⁴⁵⁹ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 54.

⁴⁶⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, pages 95 et 96.

⁴⁶¹ STOP/S.É., document 1, pages 26 à 28.

L'information pourrait prendre la forme d'un chapitre distinct à l'intérieur de la proposition tarifaire qui mettrait en évidence les enjeux du développement durable ainsi que les efforts d'Hydro-Québec pour intégrer le développement durable à chacune des composantes de la structure tarifaire proposée. Aucune rubrique ne devrait être priorisée à l'intérieur de ce chapitre.

Selon l'expert de STOP/S.É., le niveau d'effort environnemental semble acceptable et même important.⁴⁶²

Selon le **RNCREQ**, les dons et les commandites culturelles devraient être exclus des charges du transporteur. Certaines charges corporatives incluent des éléments qui devraient demeurer dans Hydro-Québec corporatif puisque aucune explication n'est donnée pour justifier leur inclusion.

De plus, les charges légales et réglementaires devraient être allouées directement aux services concernés. Les coûts des dossiers 3405 et 3401 sont des coûts de transport, ainsi qu'une partie des coûts de l'audience sur l'article 167 de la Loi, alors que les coûts des dossiers des avis sur l'énergie éolienne et la petite hydraulique de même que ceux des dossiers du tarif interruptible et des électrotechnologies ne le sont pas.⁴⁶³

4.2.2.2 Opinion de la Régie

La Régie a réitéré à plusieurs reprises ses attentes dans ses demandes d'information. La Régie a demandé que l'information fournie comprenne une année historique, une année de base et une année témoin projetée. L'information fournie pour 1997 et pour l'année historique 1999 a une valeur moindre que ce qui était attendu.

La Régie considère que le transporteur n'a pas soumis, compte tenu des commentaires déjà faits sur la qualité de l'information, une preuve convaincante à l'effet que le niveau de dépenses demandé lui est nécessaire afin d'assurer le coût de la prestation de service s'élevant au montant de 1 238,9 M\$.

Dans le cadre du premier dossier tarifaire de transport, la Régie s'est penchée plus particulièrement sur l'évolution des charges d'exploitation totalisant 601,5 M\$, c'est-à-dire le regroupement de l'ensemble des dépenses nécessaires à la prestation du service de

⁴⁶² NS, 4 mai 2001, volume 18, page 28.

⁴⁶³ RNCREQ-1, page 69.

transport, à l'exception des charges d'amortissement, des taxes et des achats de services de transport.

Charges d'exploitation

	1999	2000	2001	Différence 99-2001
Charges brutes directes, charges brutes de services partagés ⁴⁶⁴ et frais corporatifs	512,7 M\$ ⁴⁶⁵	547,0 M\$ ⁴⁶⁶	601,4 M\$ ⁴⁶⁷	88,7 M\$ ⁴⁶⁸

Selon la demande du transporteur dans le présent dossier, les charges d'exploitation de TransÉnergie passent de 512,7 M\$ à 601,5 M\$ entre 1999 et 2001, soit une augmentation de 18 %, dont 10 % pour la période 2000-2001. L'augmentation demandée est beaucoup plus importante que l'inflation cumulée sur la période qui est de 3,9 %.⁴⁶⁹

L'analyse des charges d'exploitation peut se réaliser selon deux approches : une approche globale et une approche détaillée qui consiste à analyser chacun des grands postes de dépenses présentés. Une approche en détail serait préférable étant donné qu'il s'agit d'un premier dossier tarifaire pour le transporteur. Cependant, la qualité de l'information présentée dans le dossier limite le choix de la Régie.

Les changements de méthodologie d'imputation à TransÉnergie ou à d'autres unités complexifient, selon la Régie, l'examen de la proposition. De plus, dans le processus de séparation fonctionnelle, l'adaptation de l'information a enlevé de la valeur probante à l'information historique soumise à titre de base d'évaluation des projections soumises pour 2001. Placée devant des informations hétéroclites, la Régie choisit d'utiliser une approche globale pour évaluer la raisonnable des charges.

L'article 49 de la Loi, 1^{er} alinéa, 2^e paragraphe, prévoit que la Régie doit déterminer les montants globaux de dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service. C'est dans cette perspective que la Régie a étudié les postes des dépenses du transporteur.

⁴⁶⁴ Bien que la preuve d'Hydro-Québec fasse alternativement référence aux services facturés et aux charges brutes de services partagés, nous utilisons ici uniquement le terme charges brutes de services partagés.

⁴⁶⁵ Détaillé à HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁶⁶ Détaillé à HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁶⁷ Détaillé à HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁶⁸ Détail de la différence à la pièce HQT-13, document 1, page 58.

⁴⁶⁹ HQT-13, document 1, page 29; 2000=2,2 % et 2001=1,7 %.

La Régie constate que les données historiques de 1999 présentées sont établies selon des méthodes de calcul moins précises et différentes de celles utilisées pour l'année 2001.

La Régie remarque aussi que les frais corporatifs fluctuent beaucoup entre 1999 et 2000 et que les changements de méthodologie sont invoqués pour justifier cette fluctuation.

La Régie n'est pas convaincue que le montant global présenté comme charges d'exploitation, soit 601,5 M\$, est nécessaire pour assumer le coût de prestation de service. La croissance de ces charges entre 1999 et 2001, soit 18 %, est très élevée. Les charges relatives aux télécommunications n'ont pas été justifiées de façon complète et satisfaisante aux yeux de la Régie.

Face à un manque de données fiables correspondant aux critères établis dans la décision D-99-120, la Régie choisit, pour les fins de la présente cause, d'utiliser les données globales du budget 2000 ajusté. Ainsi, la Régie approuve des charges d'exploitation de 568 M\$ pour 2001, soit le montant fourni de 547 M\$ des charges directes, charges brutes de services partagés et frais corporatifs de l'année 2000,⁴⁷⁰ ajusté pour l'inflation⁴⁷¹ (1,7 %) et la variation du niveau d'activités calculé par la Régie selon l'évolution de la pointe annuelle⁴⁷² (2,1 %).

Charges d'amortissement, taxes et services de transport

Les charges d'amortissement, au montant de 448 M\$, forment une part importante du revenu requis, mais ce sont des charges qui découlent de décisions passées d'inclure des immobilisations dans la base de tarification. Les taxes varient en fonction de la valeur des ventes, de la valeur des immeubles attribués au transporteur et de la variation du montant de la taxe sur le capital.

Dans le cas de l'amortissement et des taxes au montant de 184 M\$, la Régie constate que les variations sont peu importantes, soit respectivement de 3 % et de 4 % si on considère la période 1999-2001.

La Régie reconnaît que les achats de services de transport, au montant de 5 M\$, sont utiles pour la prestation du service.

⁴⁷⁰ HQT-13, document 1, page 56; charges directes 213,3 M\$, charges brutes de services partagés 284,5 M\$, frais corporatifs 49,2 M\$.

⁴⁷¹ HQT-13, document 1, page 29.

⁴⁷² HQT-13, document 1.1, page 35; 2000=34 842 MW, 2001=35 570 MW.

La Régie approuve les montants demandés des charges d'amortissement, taxes et charges relatives aux contrats de transport, ci-dessus mentionnés.

La Régie considère, à la suite de l'appréciation de l'ensemble de la preuve, que ce montant global de dépenses, au montant de 1 205,5 M\$, est suffisant pour permettre au transporteur d'assumer le coût de la prestation de service.

La Régie ordonne au transporteur, pour le prochain dossier tarifaire, que l'information soumise pour justifier le niveau de dépenses requis soit présentée au complet et en temps opportun, en plus de porter sur l'année historique, l'année de base et l'année témoin projetée, tel que défini dans la décision D-99-120. En cas de changement de méthodologie, le transporteur devra justifier ce changement et indiquer les résultats avec et sans modification.

ANNEXE 6

Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du coût de service selon le transporteur

<i>En millions \$</i>	<i>1999⁴⁷³</i>	<i>2000⁴⁷⁴</i>	<i>2001⁴⁷⁵</i>	<i>Différence 99-2001⁴⁷⁶</i>
Charges directes	203,1	213,3	238,8	35,7
Charges brutes directes	375,0	321,7	347,2	(27,8)
Coûts capitalisés ou facturés	(120,0)	(68,0)	(68,0)	52,0
Facturation interne émise	(39,0)	(28,3)	(28,3)	10,7
Autres produits d'exploitation -	(2,0)	(1,2)	(1,2)	0,8
Facturation externe				
Crédits d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(10,9)	(10,9)	(10,9)	0,0
Charges brutes de services partagés – facturation interne	273,6	284,5	318,0	44,4
DPTI	150,9	157,3	195,0	44,1
DPAS	71,4	75,6	74,0	2,6
Autres	<u>51,3</u>	<u>51,6</u>	<u>49,0</u>	<u>(2,3)</u>
Frais corporatifs – charges imputées	36,0	49,2	44,6	8,6
Sous-total	512,7	547,0	601,4	88,7
Charges d'exploitation				
Charges d'amortissement	433,0	434,0	447,8	14,8
Taxes	177,1	179,0	184,1	7,0
Achats de services de transport	4,0	5,5	5,5	1,5
Total	1 126,8	1 165,5	1 238,8	112,0

⁴⁷³ HQT-13, document 1, page 57.

⁴⁷⁴ HQT-13, document 1, page 56.

⁴⁷⁵ HQT-13, document 1, page 54.

⁴⁷⁶ HQT-13, document 1, page 58.

4.3. BASE DE TARIFICATION

4.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** demande que soient approuvés les éléments constituant sa base de tarification, soit les immobilisations en exploitation, au montant projeté de 14 108 316 000 \$, les dépenses non amorties et autres actifs, au montant projeté de 196 042 000 \$, de même qu'un fonds de roulement réglementaire de 145 917 000 \$.⁴⁷⁷ Cette base de tarification a été établie selon la méthode des 13 soldes mensuels consécutifs.⁴⁷⁸

Le total de la base de tarification de l'année témoin projetée 2001 s'élève, en moyenne, à 14 450 273 000 \$, comparativement à une base de tarification théorique de 14 346 124 000 \$ en 2000.

La base de tarification projetée de 2001 pour le service de transport d'électricité d'Hydro-Québec a été calculée à partir des éléments suivants :

- le coût des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000, projeté à partir des données réelles sommaires au 31 décembre 1999, tel que présenté à la pièce HQT-7, document 3;
- l'amortissement cumulé des immobilisations de transport en exploitation au 31 décembre 2000;
- le coût mensuel des mises en exploitation et, s'il y a lieu, des retraits de 2001;
- l'amortissement de l'année 2001;
- le fonds de roulement réglementaire, composé de l'encaisse et de la valeur des matériaux, combustibles et fournitures;
- les frais reportés, essentiellement la charge de retraite et les coûts des mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif, et le solde du remboursement à recevoir du gouvernement du Québec à la suite du verglas de 1998.⁴⁷⁹

Puisque la présente cause tarifaire constitue une première pour le transporteur, ce dernier présente, pour les deux années précédant l'année témoin projetée 2001, des bases de tarification « *théoriques* »⁴⁸⁰, afin de faciliter la comparaison⁴⁸¹.

⁴⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 98.

⁴⁷⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁷⁹ HQT-7, document 1, page 2.

⁴⁸⁰ HQT-7, documents 2.1 et 2.2.

⁴⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

Le transporteur allègue avoir identifié les actifs de transport conformément à la Loi, appuyé par les règles de partage décrites dans sa demande.⁴⁸²

Immobilisations en exploitation.

Les immobilisations en exploitation constituent la partie la plus importante de la base de tarification du **transporteur**. Elles sont constituées de quatre catégories principales, soit les postes, les lignes, les autres actifs de réseau et les actifs de soutien.⁴⁸³

Le transporteur présente la liste détaillée des immobilisations en exploitation au 31 décembre 1999 à la pièce HQT-7, document 3.1.

Les actifs de transport ont été initialement identifiés au 31 décembre 1999.⁴⁸⁴

Les immobilisations « *Actifs de soutien* » font référence au poste « *Autres* », que l'on retrouve sous la rubrique Immobilisations aux états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ces actifs ont été attribués à chaque unité en fonction de l'utilisation. Ces transferts se sont appuyés sur des ententes conclues entre les unités qui cédaient les actifs et celles qui les recevaient, et sont la résultante de l'application des règles de partage des actifs suivantes :⁴⁸⁵

- propriétés générales : selon l'utilisateur de la propriété en fonction du type de propriété et de sa localisation. Celles qui étaient utilisées exclusivement par TransÉnergie lui ont été transférées automatiquement tandis que celles dont l'usage est mixte ont été transférées à TransÉnergie dans la mesure où elle en est l'utilisateur principal (avec facturation interne aux autres utilisateurs s'il y a lieu);
- matériel, outillage et propriétés générales de l'Institut de recherche : les laboratoires « *Grande puissance* » et « *Haute tension* » ont été attribués à l'unité TransÉnergie en raison de leur rôle primordial dans le développement des lignes à haute tension et à courant continu;
- matériel roulant : selon l'analyse effectuée de l'utilisation selon les parcs automobiles et numéros de véhicules;
- outils et instruments de travail : selon le nombre d'employés de métiers et techniciens;
- équipement de laboratoire de vérification : selon le nombre d'employés techniciens;
- équipement informatique : selon l'inventaire du parc informatique et l'analyse des logiciels.

⁴⁸² HQT-7, document 1.1.

⁴⁸³ HQT-7, document 1, page 4.

⁴⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 99.

⁴⁸⁵ HQT-7, document 1.1; HQT-13, document 1.1, pages 2 et 4.

Le transporteur réfère⁴⁸⁶ au « *Rapport des vérificateurs sur les immobilisations attribuées à la division TransÉnergie* » du 7 avril 2000⁴⁸⁷ qui déclare que :

« le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999, calculé selon le document "Règles de partage du transfert des actifs pour les états financiers par unité d'affaires au 30 septembre 1998" »

Le transporteur mentionne que :

*« conformément [au] nouvel article 164.1 de la Loi, elle n'a pas autrement cherché à démontrer le caractère utile de ces actifs de transport ou s'ils ont été prudemment acquis. La présomption de ce nouvel article 164.1 de la Loi quant à l'utilité et à la prudence des immobilisations de transport d'électricité bénéficie au transporteur d'électricité dès qu'il a démontré, comme l'avait d'ailleurs mentionné la Régie dans sa décision D-2000-102, que les actifs inclus dans la base de tarification font partie du réseau de transport d'électricité et qu'ils sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. »*⁴⁸⁸

L'ACEF de Québec remet en question la méthodologie de séparation des coûts de TransÉnergie.⁴⁸⁹

Selon cette intervenante, le fait que les actifs soient inscrits aux registres comptables ne prouve pas que leur allocation aux différentes unités soit juste et équitable, en absence nommément de vérification externe strictement indépendante.⁴⁹⁰ La répartition des CUP entre les unités administratives d'Hydro-Québec s'est faite manuellement, laissant place à un certain arbitraire et à la possibilité d'interfinancement des coûts au détriment des activités réglementées.⁴⁹¹ L'évaluation des actifs propres à TransÉnergie par le personnel d'Hydro-Québec laisse place à la même critique.

Selon l'intervenante, l'évaluation de la base de tarification de TransÉnergie devra faire l'objet d'une vérification exhaustive et indépendante. Considérant la possibilité d'interfinancement et l'importance des coûts de capital et des profits (80 % des revenus requis de TransÉnergie en 2001), cela apparaît une étape essentielle.⁴⁹²

⁴⁸⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 100.

⁴⁸⁷ HQT-7, document 3.2.

⁴⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 22.

⁴⁸⁹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 27.

⁴⁹¹ ACEF-1, pages 21 et 22.

⁴⁹² ACEF-1, page 71.

OC mentionne que 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 Loi présume prudemment acquis et utiles les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec. Cette présomption règle le débat à cet égard.⁴⁹³

Additions aux immobilisations

Pour l'année 2001, le **transporteur** présente des prévisions d'additions totales de 984,7 M\$ dont il soustrait une réserve de contingence de 160,3 M\$.⁴⁹⁴ Les additions nettes de 824,4 M\$ sont incluses dans le total des immobilisations en exploitation.⁴⁹⁵

La réserve de contingence négative tient compte des aléas reliés aux délais d'obtention des décrets d'autorisation et autres changements possibles dans le rythme de réalisation des projets, ainsi que de l'expérience.⁴⁹⁶

Selon le transporteur :

« Jusqu'à l'entrée en vigueur du premier règlement pris par la Régie en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 de la Loi (le Règlement de l'article 73) :

"les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73, les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par la Loi ou par le gouvernement conformément à la Loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et ladite date d'entrée en vigueur du Règlement de l'article 73 par le gouvernement conformément à la Loi, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport d'électricité, pour l'application du paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 49". »⁴⁹⁷

Le transporteur ajoute :

« Cet article de la Loi n'exige pas que tous les actifs y mentionnés soient obligatoirement en exploitation. »⁴⁹⁸

⁴⁹³ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 5.

⁴⁹⁴ HQT-7, document 4.2, page 4.

⁴⁹⁵ HQT-7, document 2, page 2.

⁴⁹⁶ HQT-7, document 4.2.3.

⁴⁹⁷ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

⁴⁹⁸ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 71.

Le 21 novembre 2000, le transporteur mentionne⁴⁹⁹ que seuls les projets qui ne sont pas exemptés de l'application de l'alinéa 7, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'auraient pas déjà reçu l'approbation du gouvernement en vertu de cette disposition de la *Loi sur Hydro-Québec* avant l'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1°, du premier alinéa de l'article 73 de la Loi, ne seraient pas réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité au sens de l'article 164.1 de la Loi.

Les projets de construction d'immeubles qui requièrent une autorisation préalable du gouvernement en vertu de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* sont ceux décrits au Décret numéro 554-81 du 25 février 1981.⁵⁰⁰

Toujours au 21 novembre 2000, le transporteur était à revoir les projets d'investissement 2001 connus à ce jour afin de déterminer ceux qui n'étaient pas exemptés de l'application de l'alinéa 7 de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et qui n'avaient pas encore reçu l'autorisation préalable du gouvernement.⁵⁰¹

Au 21 décembre 2000, le transporteur identifiait six projets pour lesquels l'autorisation préalable du gouvernement n'était pas encore octroyée. Ce sont les suivants⁵⁰² :

Boucle montréalaise	82,9 M\$
Boucle outaouaise	172,3 M\$
Poste Hertel	4,1 M\$
Renforcement des réseaux régionaux	10,0 M\$
Poste La Baie	7,8 M\$
Grand-Brûlé/Saint-Sauveur	0,4 M\$
Total	277,5 M\$

Selon le transporteur, il n'est donc pas requis de déposer des informations pour que la Régie vérifie la justesse et l'opportunité des investissements envisagés puisque toutes les additions en 2001 sont reconnues comme étant prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de transport en vertu de l'article 164.1, de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec* et du décret 554-81, sauf pour six projets qui devraient être autorisés par le gouvernement et donc obtenir le même statut.⁵⁰³

⁴⁹⁹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰⁰ HQT-13, document 18.1 en liasse.

⁵⁰¹ HQT-13, document 1.1, page 21.

⁵⁰² HQT-7, document 4.2, page 4.

⁵⁰³ HQT-13, document 1.2, pages 14 à 16.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq des six projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle montréalaise, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/Saint-Sauveur⁵⁰⁴. Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵⁰⁵

Au 9 août 2001, lors du dépôt de l'argumentation du transporteur, le premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73 auquel l'article 164.1 de la Loi fait référence n'était pas encore en vigueur. Le transporteur indiquait alors qu'il ne pouvait donc préciser quels projets, le cas échéant, n'auront pas reçu l'approbation préalable du gouvernement en temps opportun pour l'application de l'article 164.1 de la Loi.⁵⁰⁶

L'ACEF de Québec remet en question le niveau des additions. L'utilité et le caractère raisonnable des additions n'ont pas été démontrés. Il y a présentement une surcapacité du réseau de transport et d'autres moyens devraient être étudiés pour répondre à la hausse de la demande d'électricité.⁵⁰⁷

ARC-FACEF-CERQ demande à la Régie de refuser le projet Grand-Brûlé-Vignant, inclus dans les additions projetées. Il mentionne que ce projet est maintenant rejeté par le gouvernement. Il allègue que la Régie se doit aussi de remettre en question la présence, dans la base de tarification, de projets non encore approuvés ou dont la date de mise en exploitation et l'utilisation finale ne sont pas encore connues et validées.⁵⁰⁸

Le RNCREQ demande à la Régie de retirer de la base de tarification 2001 les six additions qui ne sont pas couvertes par l'article 164.1, à moins que leur justification soit faite, puisque aucune démonstration n'a été faite de la prudence de ces investissements et de leur utilité pour l'exploitation du réseau.⁵⁰⁹

Dépenses non amorties et autres actifs

Selon le transporteur, les dépenses non amorties et autres actifs comprennent⁵¹⁰ :

- les frais reportés relatifs à la charge de retraite qui ont été attribués au transporteur selon la proportion de ses salaires de base par rapport aux salaires de base totaux d'Hydro-Québec dans son ensemble, pour 20 302 000 \$;

⁵⁰⁴ HQT-7, document 4.2.1.

⁵⁰⁵ HQT-7, document 4.2.4.

⁵⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 21.

⁵⁰⁷ ACEF de Québec-1, page 51.

⁵⁰⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 13.

⁵⁰⁹ RNCREQ-18, 7 février 2001, pages 62 et 63.

⁵¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 101.

- le **montant reporté relatif aux mesures de réduction et de renouvellement de l'effectif** qui a été attribué aux unités d'affaires en fonction des engagements pris à cet égard par chacune de celles-ci, pour 7 348 000 \$;
- le **remboursement gouvernemental à recevoir à la suite du verglas de 1998** qui a été attribué selon la proportion du coût net de rétablissement du réseau de transport inclus dans le protocole d'entente avec le gouvernement, pour 167 415 000 \$;
- les **frais de développement**, pour 975 000 \$.

Le transporteur allègue que les dépenses non amorties et autres actifs ont été attribués selon les principes et méthodes décrits à la page 3 de la pièce HQT-7, document 1. Toutes les règles d'allocation proposées sont pertinentes et équitables pour l'ensemble des unités d'affaires. Chaque type de dépenses non amorties a été étudié et Hydro-Québec a évalué pour chacune d'elles la meilleure méthode d'allocation possible afin de respecter la notion d'équité envers les unités d'affaires.

Fonds de roulement réglementaire

Le fonds de roulement réglementaire présenté par le **transporteur** se compose du poste «*Matériaux et Fournitures*» pour 92,9 M\$ et du poste «*Encaisse réglementaire*» pour 53 M\$, selon la moyenne des 13 soldes mensuels.

Hydro-Québec identifie pour chaque unité d'affaires les matériaux et fournitures en stock lui appartenant. Ce solde se compose de quincaillerie de pylônes, matériel de postes, équipement de sécurité, pompes, compresseurs, quincaillerie de lignes, isolateurs/raccords, disjoncteurs et divers.⁵¹¹

L'étude «*lead-lag*» présentée à l'appui de la demande du transporteur a pour objectif d'évaluer le niveau d'encaisse nécessaire à un organisme réglementé pour l'exercice de ses activités courantes. Cette valeur est incluse dans la base de tarification et rémunérée au même titre que les investissements dans le réseau, puisqu'elle représente les fonds requis par l'entité pour le financement de ses activités courantes.⁵¹² Le niveau d'encaisse réglementaire est fonction :

- des ventes;
- des charges d'exploitation et d'entretien du réseau de transport;
- de la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut, les taxes foncières et la part des redevances à la Régie;
- de l'effet des taxes à la consommation.

⁵¹¹ HQT-13, document 1, page 49.

⁵¹² HQT-7, document 5.1, page 2.

Le transporteur bénéficie d'une gestion intégrée de l'encaisse, ce qui fait qu'il n'y a pas d'échange réel d'argent entre le transporteur et son client. Donc le délai d'encaissement des revenus est théorique pour le service de transport offert à Hydro-Québec. L'encaissement et le décaissement des charges d'exploitation et d'entretien, des taxes et redevances et l'effet des taxes à la consommation sont tous gérées par Hydro-Québec.⁵¹³

Si le transporteur était une entité juridique reconnue, il devrait se conformer au contrat de service de transport et, en ce sens, la méthode de calcul d'un délai d'encaissement des revenus serait basée sur les transactions monétaires réelles avec le distributeur. Le délai d'encaissement se transformerait en délai de décaissement pour le distributeur, ce qui assurerait un traitement équitable des coûts.⁵¹⁴

OC demande à la Régie de ne pas accorder de fonds de roulement réglementaire à TransÉnergie, vu le niveau raisonnable des liquidités de l'entreprise. OC rappelle que ces liquidités proviennent des clients dans les années précédentes et que ceux-ci n'ont pas pour autant reçu de rémunération.

Toutefois, si la Régie accepte la pertinence d'un fonds de roulement réglementaire, OC demande qu'Hydro-Québec soit tenue de calculer, en fermeture réglementaire de ses livres, les délais réels pour l'ensemble des lignes de dépenses et de revenus applicables. L'intervenante demande également que l'étude « *lead/lag* » soit présentée sous le même format que celle de Gazifère. OC recommande aussi à la Régie d'accepter la proposition d'Hydro-Québec portant sur les taxes de vente fédérale et provinciale et de prévoir une provision pour mauvaises créances dans le fonds de roulement réglementaire.⁵¹⁵

Le **transporteur** réplique qu'une entreprise sainement gérée du point de vue financier se dotera toujours d'un niveau d'encaisse suffisant pour répondre aux exigences quotidiennes de ses activités et que c'est le cas d'Hydro-Québec.

De plus, le transporteur allègue que le lien établi par OC entre le niveau de liquidités de l'entreprise et le fonds de roulement réglementaire résulte vraisemblablement d'une incompréhension du rôle de ce dernier.⁵¹⁶

⁵¹³ HQT-7, document 5, page 3.

⁵¹⁴ HQT-13, document 1, page 50.

⁵¹⁵ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, pages 6 à 8.

⁵¹⁶ Réplique d'Hydro-Québec, 29 octobre 2001, page 53.

4.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du premier dossier tarifaire du transporteur, la Régie doit identifier les immobilisations de transport qui feront partie de la base de tarification initiale du transporteur.

L'article 164.1 de la Loi se lit comme suit :

« Pour l'application du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 49 et de l'article 52.3, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité, les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur ou du distributeur d'électricité au 16 juin 2000, ceux inscrits entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73), les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par loi ou par le gouvernement conformément à la loi au 16 juin 2000, ainsi que les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre cette date et le (indiquer ici la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 73) par le gouvernement conformément à la loi. »

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur au 16 juin 2000

Selon la Régie, le dossier soumis par le transporteur est incomplet quant à la preuve requise pour l'application de l'article 164.1 de la Loi. En effet, bien que le transporteur ait présenté un rapport de son vérificateur certifiant que « *le solde de 14 098 millions de dollars donne, à tous les égards importants, une image fidèle des immobilisations inscrites aux registres comptables d'Hydro-Québec et attribuées à TransÉnergie, division d'Hydro-Québec, au 31 décembre 1999* », et qu'il plaide la présomption de l'article 164.1, aucune certification n'est présentée pour les actifs en exploitation au 16 juin 2000.

Actifs en exploitation inscrits aux registres du transporteur entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement

Le transporteur n'a pas fait la preuve spécifique que les actifs mis en exploitation entre le 16 juin 2000 et les dates d'entrée en vigueur du règlement étaient bien inscrits à ses registres.

Cependant, après examen des données au 30 juin 2000 et des additions subséquentes, la Régie constate que les montants en cause sont raisonnables.

La Régie reçoit favorablement la demande du transporteur et accepte l'identification des immobilisations de transport présentée par le transporteur avec les exceptions mentionnées à

le point suivant « *Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000* ».

Actifs dont la construction est autorisée ou exempte avant ou après le 16 juin 2000

La Régie considère que les additions aux immobilisations des années 2000 et 2001 doivent, en vertu de l'article 164.1, être reconnues prudemment acquises et utiles dans la mesure où elles correspondent à des projets autorisés par le gouvernement ou exemptés d'autorisation avant le 20 septembre 2001, pour les additions supérieures à 25 M\$, ou le 1^{er} janvier 2002, pour les autres additions, date de mise en vigueur d'une partie du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 73.

L'établissement d'une base de tarification projetée nécessite, selon la pratique usuelle en régulation économique, un examen de la justesse des projections. Au cours du processus d'étude du dossier tarifaire du transporteur, l'année témoin projetée est devenue une année réelle.

Le fait de se limiter à l'information disponible au moment de la préparation de la preuve est une règle de base utile pour éviter que l'examen réglementaire ne soit trop lourd. Cependant, à titre exceptionnel, la prise en compte de l'ensemble des informations disponibles, incluant celles devenues disponibles pendant l'audience, s'impose pour évaluer le caractère représentatif des données de l'année témoin projetée.

Au 14 mai 2001, lors du dépôt de la preuve, cinq projets n'avaient pas obtenu le décret demandé, soit la boucle montréalaise, le poste Hertel, la boucle outaouaise, le renforcement des réseaux régionaux et le poste Grand-Brûlé/ Saint-Sauveur.⁵¹⁷ Une réserve de contingence de 100 M\$ est liée à ces projets.⁵¹⁸

La Régie constate que dans le cas des additions présentées sans décret d'approbation, aucune preuve de l'utilité et de la prudence d'acquisition non plus qu'aucune alternative, documentation ou critère, n'est incluse au dossier tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2000-214.

Le transporteur admet que ces immobilisations ne seront pas en exploitation en 2001. Toutefois, la demande n'a pas été modifiée pour les retirer des additions aux immobilisations pour l'année 2001.⁵¹⁹

⁵¹⁷ HQT-7, document 4.2.1.

⁵¹⁸ HQT-7, document 4.2.4.

⁵¹⁹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

« il n'y a pas d'ajustement de la base de tarification, ni à la baisse, ni à la hausse, il y a des projets qui ne se font pas, il y a des projets qui n'étaient pas prévus qui vont se faire. Et je ne viens pas vous présenter les projets qu'on n'avait pas prévus puis qu'on va faire et j'imagine que c'est un package ça, c'est ça l'année-témoin projetée »⁵²⁰

Le transporteur s'est engagé à faire parvenir à la Régie et aux intervenants tout décret autorisant la construction des actifs identifiés ci-dessus.⁵²¹ La Régie n'en a reçu aucun.

La Régie constate que les cinq projets qui n'ont pas obtenu de décret ne sont pas exemptés d'autorisation, ni n'ont été autorisés par loi ou par le gouvernement. Ils ne bénéficient donc pas de la présomption prévue à l'article 164.1 de la Loi. Il ressort de la preuve qu'ils ne seront pas mis en exploitation en 2001. La Régie considère que l'admission du transporteur justifie leur exclusion des immobilisations en exploitation.

Étant donné qu'une partie de la réserve de contingence est directement liée à ces projets, la Régie modifie le montant de la réserve de contingence à 60,3 M\$. L'effet total de ces modifications est une diminution de 169,7 M\$ du total des additions aux immobilisations, qui s'élève, après modification, à 654,7 M\$.

	<i>Brut</i>	<i>Réserve de contingence</i>	<i>Net</i>
Additions demandées	984,7 M\$	(160,3 M\$)	824,4 M\$
Projets non approuvés	(269,7 M\$)	100,0 M\$	(169,7 M\$)
Régie	715,0 M\$	(60,3 M\$)	654,7 M\$

Dépenses non amorties et autres actifs

La Régie constate que les montants des dépenses non amorties et autres actifs n'ont pas été contestés et qu'ils comptent pour moins de 1 % du total de la base de tarification.

Étant donné qu'ils sont présentés selon les conventions comptables, soumises et approuvées au chapitre 4.1 de la présente décision, la Régie approuve leur inclusion dans la base de tarification.

Fonds de roulement réglementaire

Le poste «*Matériaux et Fourniture*» n'a fait l'objet d'aucune opposition de la part des intervenants. Aucune autre méthode n'a été proposée et toute modification potentielle de la

⁵²⁰ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 303.

⁵²¹ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 302.

méthode de calcul aurait un impact peu important étant donné que cet élément compte pour moins de 1 % de la base de tarification.

La Régie approuve le fonds de roulement proposé étant donné que l'article 49, alinéa 1, paragraphe 1 de la Loi mentionne qu'elle doit tenir compte du fonds de roulement requis pour l'exploitation du réseau. La Régie juge raisonnable la méthode d'établissement du fonds de roulement et les montants proposés.

La Régie approuve donc l'inclusion d'un fonds de roulement réglementaire dans la base de tarification.

4.4. TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

Le transporteur considère qu'un taux de rendement sur sa base de tarification, de l'ordre de 10,0 %, serait juste et raisonnable pour l'année témoin 2001.⁵²² La Régie, relativement à la preuve qui sera présentée dans les sections suivantes, accorde un taux de rendement sur la base de tarification du transporteur de 9,72 %.

4.4.1. LA STRUCTURE DE CAPITAL

4.4.1.1 Position des parties

Dans sa demande révisée d'août 2000, le **transporteur** projette, pour l'année témoin 2001, d'utiliser, pour le financement de la base de tarification du transporteur, une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.⁵²³

La position du transporteur concernant sa structure de capital comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces volets concernent l'utilisation d'une structure de capital présumée en lieu et place d'une structure de capital réelle et l'évaluation des risques auxquels est exposé le transporteur afin de déterminer la proportion d'avoir propre dans la structure de capital.

Structure de taux de capitalisation

Hydro-Québec affirme qu'il convient de déterminer une structure de capital adaptée à la situation spécifique du transporteur et répondant aux exigences financières de ce dernier. La structure présumée proposée est établie uniquement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des autres activités de l'entreprise qui présentent des caractéristiques fort différentes les unes des autres en matière de perspectives d'expansion et de risques. Elle affirme également que l'utilisation de sa structure de capital réelle, pour fixer le taux du coût en capital, pourrait lier le développement des activités réglementées sous examen à celui des autres activités de l'entreprise.⁵²⁴

Selon Hydro-Québec, une structure présumée permettrait de se calquer à une pratique utilisée par plusieurs entreprises et organismes de réglementation, lorsque les activités autres que celles qui sont sous examen occupent une place importante.⁵²⁵

⁵²² Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²³ Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵²⁴ HQT-8, document 1, page 6.

⁵²⁵ HQT-8, document 1, page 7.

L'ACEF de Québec s'oppose à ce que soit utilisée une structure de capital présumée pour TransÉnergie qui diffère de la structure de capital réelle d'Hydro-Québec. Une telle structure présumée entraîne, selon l'intervenante, un taux de rendement sur la base de tarification plus élevé que ce que donnerait l'utilisation de la vraie structure de capital d'Hydro-Québec.⁵²⁶ L'intervenante affirme également qu'il faut trouver un moyen de définir un taux de capitalisation réel pour les activités réglementées et que, d'ici là, il faut utiliser le taux de capitalisation réel de Hydro-Québec pour l'ensemble de ses activités.⁵²⁷

L'approche retenue par les experts de la **Coalition industrielle**, les D^{rs} Booth et Berkowitz, consiste à procéder à l'évaluation de la structure de capital de TransÉnergie de la même manière que pour une compagnie privée qui devrait aller sur les marchés pour lever un financement par dette et avoir propre.⁵²⁸

Évaluation du risque global et avoir propre

Hydro-Québec mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels le transporteur est confronté et de prendre en compte qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline. Le risque global auquel le transporteur fait face se subdivise en trois catégories : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.⁵²⁹

Selon le transporteur, le risque d'affaires est essentiellement celui associé à la nature des activités de l'entreprise, à sa structure de coûts et à l'évolution de son marché. Dans le cas d'une entreprise réglementée comme le transporteur, le risque principal provient des écarts qui peuvent survenir entre les paramètres et hypothèses utilisés pour l'établissement des revenus requis et la réalité.⁵³⁰

Le risque d'affaires du transporteur dû à la charge locale est mineur puisqu'il est implicitement transféré au distributeur. Les clients du service de transport point à point sont facturés en fonction d'un montant fixe, établi contractuellement, quelle que soit l'énergie transitée sur le réseau, en autant que la capacité réservée ne soit pas dépassée. Ceci fait en sorte que le transporteur est isolé des risques associés à l'utilisation de son réseau, en autant

⁵²⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵²⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 57.

⁵²⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 270 à 274.

⁵²⁹ HQT-8, document 1, page 9.

⁵³⁰ HQT-8, document 1, pages 9 et 10.

que ses clients demeurent solvables et que les contrats de service de transport point à point ferme soient reconduits.⁵³¹

Selon le transporteur, il reste cependant le risque sur la partie des revenus provenant des ventes de transport point à point dont le renouvellement est incertain. Les contrats de service de transport point à point ferme ne sont pas nécessairement reconduits durant l'année témoin projetée. Au cours des trois dernières années, les réservations fermes ont fluctué entre 2705 MW et 4205 MW, ce qui représente une marge de l'ordre de 100 M\$. De plus, le transporteur prévoit également des revenus de la commercialisation de services de transport non ferme, revenus qui sont à risque de par la nature même du service. Les revenus des ventes de service de transport de point à point, de type ferme ou non ferme, représentent actuellement plus de 12 % des revenus totaux du transporteur, alors que 88 % de ses revenus proviennent de la clientèle québécoise.⁵³²

Un autre aspect du risque d'affaires est l'existence des risques naturels liés aux conditions climatiques difficiles qui rendent le réseau de transport vulnérable à des phénomènes naturels comme le verglas et les vents, et il demeure que ces risques peuvent, lorsqu'ils se manifestent, se traduire par des bris d'équipement et donc par des impacts financiers significatifs.⁵³³

Hydro-Québec a admis en audience, à propos du risque d'affaires de TransÉnergie, que celui-ci était significativement inférieur à celui des autres compagnies de services publics d'énergie :

*« [...] the business risk of TransÉnergie is materially below the average of that of energy utilities ».*⁵³⁴

Selon l'expert du transporteur, le D^r Roger Morin :

*« Finalement, dans mon témoignage, il est beaucoup question finalement des risques relatifs de TransÉnergie puis il est coutumier de distinguer le risque d'affaires du risque réglementaire et du risque financier. Alors, selon moi et selon mes collègues aussi, le risque d'affaires de TransÉnergie est relativement minime, c'est un peu comme un pass on, si vous voulez, des coûts, ça ressemble beaucoup au régime réglementaire de TransCanada Pipeline par exemple. »*⁵³⁵

⁵³¹ HQT-8, document 1, page 11.

⁵³² HQT-8, document 1, page 11.

⁵³³ HQT-8, document 1, page 12.

⁵³⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 131.

⁵³⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 46.

Quant au risque réglementaire, Hydro-Québec mentionne qu'il correspond à celui découlant de décisions de l'organisme réglementaire qui peuvent affecter le rendement de l'avoir propre de l'entreprise. Selon Hydro-Québec, ainsi que son expert, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire pour l'activité transport d'Hydro-Québec plus élevé que pour la moyenne des entreprises réglementées, principalement à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, du fait que la Régie de l'énergie n'a pas encore eu l'occasion d'étudier un dossier tarifaire en vertu du chapitre IV de la Loi et de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.⁵³⁶

Le risque financier, pour Hydro-Québec, est la conséquence de l'effet de levier du financement par la dette sur le risque d'affaires supporté par l'avoir propre.⁵³⁷ Comme la structure de capital proposée pour le transporteur se limite à 30 % d'avoir propre, un taux inférieur à la moyenne des entreprises de comparaison utilisées par le D^r Morin, Hydro-Québec prétend que le risque financier du transporteur sera plus élevé que dans le cas de la moyenne de ces entreprises.⁵³⁸

Selon l'expert, cet ensemble de facteurs fait de TransÉnergie une compagnie dont le risque global est d'ordre moyen. Au risque réglementaire plus élevé que la moyenne, on ajoute son risque financier légèrement supérieur à la moyenne, auxquels on soustrait son risque d'affaires plus bas que la moyenne.⁵³⁹

Le D^r Morin établit que la moyenne des entreprises canadiennes de comparaison pour le transporteur présente une structure de capital comportant 37 % d'avoir propre. Cette moyenne s'établit à 31 % dans le cas des entreprises à propriété gouvernementale (publiques) et à 47 % dans le cas des entreprises privées. Ainsi, à partir des entreprises de comparaison, l'expert suggère que la part de l'avoir propre dans la structure de capital du transporteur devrait se situer entre 30 % et 35 %, et il recommande le point milieu, soit 32,5 % d'avoir propre.⁵⁴⁰

Le transporteur propose une structure de capital présumée dont la portion d'avoir propre s'élève à 30 %. Il prend la borne inférieure de la fourchette recommandée par l'expert pour diminuer les impacts tarifaires.⁵⁴¹

⁵³⁶ HQT-8, document 1, pages 12 et 13; HQT-9, document 1, page 14.

⁵³⁷ HQT-8, document 1, page 13.

⁵³⁸ HQT-8, document 1, page 14.

⁵³⁹ HQT-9, document 1.1, page 22.

⁵⁴⁰ HQT-9, document 1, page 37.

⁵⁴¹ HQT-13, document 1, page 72.

Le transporteur affirme, en argumentation, que son expert et ceux de la Coalition industrielle s'entendent sur le fait qu'une fois approuvé par la Régie, le taux de capitalisation du transporteur doit demeurer stable.⁵⁴²

Le transporteur soutient que la présence de la garantie gouvernementale⁵⁴³ n'affecte aucunement l'analyse des risques globaux du transporteur. Le D^r Morin a précisé lors de l'audience que « *la garantie gouvernementale affecte le coût de la dette et le risque de la dette, ce qu'on appelle le "risk of default", la qualité de crédit du titre obligataire. Par contre, cette garantie n'a aucun impact sur le risque financier du transporteur, qui dépend de la volatilité du rendement des actions engendrée par la présence de coûts fixes reliés à la dette* », ce que le transporteur appelle également l'effet de levier financier. Le transporteur affirme que les experts Booth et Berkowitz souscrivent pleinement dans leur preuve à cette définition traditionnelle du risque financier, selon laquelle le risque financier est mesuré par l'effet de levier.^{544,545}

L'ACEF de Québec, considérant la garantie de prêt gouvernementale et les frais de garantie associés, la nature quasi-monopolistique du marché de l'électricité au Québec et la stabilité des revenus de Hydro-Québec, soutient que cette dernière peut maintenir un ratio d'avoir propre en regard des activités réglementées de 25 %, sans subir de baisse de cote de crédit et de hausse des frais de financement.⁵⁴⁶

Selon l'ACEF de Québec, la garantie gouvernementale accordée à Hydro-Québec constitue le déterminant principal de sa cote de crédit. Cette garantie élimine virtuellement tout risque de défaut de paiement de la part d'Hydro-Québec, ce qui implique que son risque financier est quasi nul et fait en sorte que son risque global demeure, selon l'intervenante, très faible.⁵⁴⁷

Le transporteur plaide en argumentation que la prise en compte de son statut de Société d'État et de la garantie gouvernementale sur sa dette aux fins d'établissement de sa structure de capital présumée et du rendement sur l'avoir propre violerait le principe fondamental de l'utilisation de bases comparables (*Level playing field*). Pour cette raison, les recommandations de son expert sur la structure de capital présumée ainsi que sur le

⁵⁴² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁴³ Garantie accordée par le gouvernement du Québec sur la dette émise par Hydro-Québec pour lui permettre d'accéder plus facilement aux marchés financiers internationaux et lui faire bénéficier de meilleurs taux d'intérêt sur ses emprunts. (Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 77)

⁵⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 70.

⁵⁴⁵ Coalition-2, document 1, page 10.

⁵⁴⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 52.

⁵⁴⁷ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 30.

rendement sur l'avoir propre sont basées sur les comparables, sans tenir compte de l'existence de cette garantie.⁵⁴⁸

En argumentation, la **Coalition industrielle** conclut, compte tenu qu'il n'existe selon elle aucun risque associé aux approvisionnements et à peu près aucun risque associé à la demande, que le risque d'affaires de TransÉnergie n'est pas seulement mineur, selon la qualification des témoins d'Hydro-Québec, mais bien plutôt quasi inexistant.⁵⁴⁹

Partant de l'admission de la demanderesse à l'effet que le risque d'affaires du transporteur était faible, les experts Booth et Berkowitz en déduisent que le levier financier est faible. En ce qui a trait au risque réglementaire, ils affirment que la réglementation contribue à réduire le risque global d'une entreprise. Ils concluent donc sur le fait que le risque global de TransÉnergie est très faible.⁵⁵⁰ Compte tenu du faible risque associé à la moyenne des actifs de transport au Canada et du fait que le réseau de TransÉnergie soit comparable aux actifs principaux de transport de gaz naturel de TransCanada Pipelines, dont le réseau est semblablement mature, les experts recommandent une structure de capital comprenant 30 % d'avoir propre pour TransÉnergie.

La Coalition industrielle soutient également que le risque global du transporteur se classe largement en dessous de celui de la moyenne des entreprises d'utilité publique au Canada, et ce, tant dans le secteur de l'électricité que dans le secteur gazier.⁵⁵¹

Les deux experts de cette intervenante affirment, dans leur témoignage à l'audience, que la limite de financement au Canada d'une compagnie privée ayant un très faible risque serait atteinte avec un taux de capitalisation de 25 % :

« You have to get a little bit more innovative in financing to get down to an equity ratio of twenty-five percent (25%). And the major reason for that is that when the companies access the capital markets, investors tend to look at interest-coverage ratios, they look at debt ratios, they look at the covenant ratios, and when you get down to twenty-five percent (25%) equity ratios, as I was mentioning before, the risks get magnified, and in particular coverage ratios get down, and it becomes more and more difficult to access the markets with a twenty-five percent (25%) equity ratio. It tends to be project financing at those levels and it tends to be debt financing or holding company financing with more sophisticated instruments. »⁵⁵²

⁵⁴⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 69.

⁵⁴⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, pages 39 à 43.

⁵⁵⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 182 à 183.

⁵⁵¹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 53.

⁵⁵² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 271 et 272.

En conclusion de leur témoignage à l'audience, ces experts affirment que :

*« As a guaranteed, provincially guaranteed corporation, as we mentioned in our testimony, the actual financial structure really doesn't matter, it could be a hundred percent (100%) debt, with a provincial guarantee, it could raise as much debt as he likes. But that, we would take, we took our mandate to think about what is reasonable in terms of a free-standing corporation raising equity and raising debt in the capital markets. »*⁵⁵³

En argumentation, le transporteur plaide que la Régie doit rejeter toute l'argumentation des D^{rs} Booth et Berkowitz présentée verbalement lors de l'audience à l'effet que le transporteur pourrait s'endetter à 100 % sans conséquences financières grâce à la garantie gouvernementale ou encore que cette garantie pourrait affecter les risques financiers du transporteur et le rendement sur l'avoir propre. Selon Hydro-Québec, ces opinions, en plus d'être extrêmes, reflètent une très mauvaise compréhension des milieux financiers et une vision incohérente de la nature des risques financiers d'une entreprise. Elles sont également contraires aux conclusions de la théorie moderne de portefeuille.⁵⁵⁴

Hydro-Québec soutient que juger que les risques d'affaires du transporteur sont inférieurs à la moyenne des entreprises intégrées de comparaison n'implique pas que le transport soit pratiquement exempt de risques, tel que le laissent entendre les experts de la Coalition industrielle. Selon elle, certaines particularités du marché du transporteur résultent en des risques d'affaires plus élevés que ceux d'autres transporteurs. Aussi, l'importance relativement grande des réservations point à point, combinée au traitement tarifaire proposé des revenus provenant de ces réservations, rendent le transporteur plus vulnérable que d'autres face aux aléas du marché. Hydro-Québec mentionne que cette caractéristique du transporteur semble avoir été négligée par les D^{rs} Booth et Berkowitz qui basent leur analyse sur des considérations génériques.⁵⁵⁵

Le transporteur affirme également que, bien que les experts Booth et Berkowitz aient fourni de l'information montrant que l'effet de levier financier du transporteur était nettement plus élevé que ceux d'entreprises privées comparables du secteur énergétique, ces derniers ignorent cet élément dans leur analyse de risque.⁵⁵⁶

En conclusion, le transporteur plaide que ses risques réglementaires semblent avoir été pratiquement ignorés par les experts de la Coalition industrielle, alors que ses témoins ont maintes fois abordé les préoccupations des milieux financiers sur ce type de risque.⁵⁵⁷

⁵⁵³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 273 et 274.

⁵⁵⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁵⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 82.

⁵⁵⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 83.

⁵⁵⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 84.

OC appuie sans réserve les conclusions de la Coalition industrielle à l'égard de la structure de capital.⁵⁵⁸

4.4.1.2 Opinion de la Régie

Structure de capital présumée

L'utilisation d'une structure de capital basée sur les résultats réels des états financiers est une approche simple et utilisée en réglementation économique puisqu'elle permet de tenir compte des exigences financières imposées par les conditions du marché. Cependant, dans le présent dossier, une telle approche n'est pas possible, car il n'existe pas de structure de capital réelle pour le transporteur en tant que division d'Hydro-Québec corporatif.

L'utilisation d'une structure de capital présumée basée sur celles des compagnies qui sont comparables au transporteur en termes de risques est, selon la Régie, compatible avec l'objectif d'établir des tarifs justes et raisonnables. Cette approche est similaire à celle pratiquée pour SCGM et Gazifère, toutes deux réglementées par la Régie, et permet d'établir une structure de capital reflétant le risque propre à TransÉnergie et non pas celui de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec.

La Régie considère souhaitable de doter TransÉnergie d'une structure de capital qui soit établie seulement en fonction des caractéristiques des activités réglementées sous examen, indépendamment des besoins et des caractéristiques des autres activités de l'entreprise. La Régie estime qu'une telle approche permettra d'établir les bases d'une réglementation qui pourront être stables dans le temps quels que soient les choix qui seront effectués par les dirigeants d'Hydro-Québec quant à la structure de capital corporative. La Régie accepte la proposition du transporteur à l'effet d'adopter une structure de capital établie sur base présumée pour les fins de l'établissement des tarifs de transport.

Évaluation du risque global et pourcentage d'avoir propre

Les risques d'affaires reliés aux revenus de la charge locale, qui comptent pour environ 88 % des revenus totaux, sont mineurs, selon les mots mêmes du transporteur.⁵⁵⁹ De plus, la Régie ne croit pas qu'il y ait de grands risques associés à plusieurs postes majeurs de dépenses, tels les intérêts sur la dette à long terme et l'amortissement.

⁵⁵⁸ Argumentation d'OC, 10 septembre 2001, page 8.

⁵⁵⁹ HQT-8, document 1, page 11.

La Régie considère qu'il y a des risques élevés associés aux revenus du service de point à point qui représente 12 % des revenus totaux du transporteur. Pour apprécier la taille de ces risques, la Régie note que :

- les revenus en question s'élèvent à 300 M\$;
- la plupart de ces revenus proviennent des contrats pour service à long terme (minimum un an) pour livraison à la frontière américaine. Dans le contexte récent, décrit à l'audience, ces lignes sont convoitées, mais les conditions de marché au Québec et aux États-Unis pourraient changer rapidement;
- les revenus de contrats à long terme ont fluctué d'environ 100 M\$ au cours des trois dernières années;
- les revenus provenant des ventes à long terme peuvent être affectés par le niveau des tarifs de court terme;
- les revenus des services à court terme, très volatiles selon les données des dernières années, ne comptent que pour 11 M\$ dans la demande du distributeur.

La Régie constate qu'Hydro-Québec et les experts de la Coalition industrielle recommandent d'adopter pour le transporteur un taux de capitalisation de 30 % compte tenu du risque global de ce dernier.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec que la structure de capital présumée du transporteur comporte 30 % de capitaux propres. La Régie tient compte du fait qu'Hydro-Québec et la Coalition industrielle ont été les seuls à avoir présenté une preuve d'experts reconnus par la Régie, que ces deux parties recommandent d'adopter pour TransÉnergie un taux de capitalisation de 30 % et que les témoignages présentés par ces deux parties reposent sur le principe que la structure de capital de TransÉnergie puisse être établie sur une base présumée. La Régie a également tenu compte de l'opinion des experts de la Coalition industrielle à l'effet qu'une entreprise éprouverait de la difficulté à maintenir un accès facile aux marchés des capitaux si son taux de capitalisation descendait vers 25 %.

4.4.2. LE COÛT DE LA DETTE

La Régie constate tout d'abord que le coût de la dette proposé pour le transporteur n'a pas été explicitement remis en question et elle prend note des commentaires formulés par l'ACEF de Québec à l'effet que les frais financiers accaparaient une part importante des revenus requis du transporteur en 2001.

4.4.2.1 Position des parties

La position du transporteur concernant son coût de la dette comporte deux volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. En résumé, ces volets concernent l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %, et la façon dont est calculé le coût de la dette.

Financement intégré

Hydro-Québec œuvre dans des domaines diversifiés et est présente soit directement, soit par le biais de filiales, à la fois sur des marchés réglementés et non réglementés. Toutefois, conformément à sa structure juridique, sa gestion financière demeure pleinement intégrée. Cette intégration procure plusieurs avantages aux clients de ses activités réglementées.⁵⁶⁰

À l'égard de ses activités de financement, Hydro-Québec utilise une approche intégrée. Avec cette approche, il n'y a pas de financement réalisé au nom de l'unité d'affaires TransÉnergie, non plus qu'il n'y a de financement spécifiquement dédié pour les seules fins du transport d'électricité. Seule la signature d'Hydro-Québec, appuyée par la garantie du gouvernement du Québec, a été et demeure utilisée dans les divers marchés financiers où l'entreprise s'est financée au fil des ans. Conséquemment, le service de la dette d'Hydro-Québec ne repose pas sur les flux spécifiques d'une activité, mais plutôt sur l'ensemble des flux financiers engendrés par l'ensemble des activités de l'entreprise.⁵⁶¹

Dans un tel contexte, Hydro-Québec ne peut pas dégager un coût de dette qui soit spécifique et unique aux activités de transport d'électricité. Le coût de la dette du transporteur et le coût de la dette d'Hydro-Québec ne font qu'un.⁵⁶²

⁵⁶⁰ HQT-8, document 1, page 4.

⁵⁶¹ HQT-8, document 1, page 15.

⁵⁶² HQT-8, document 1, page 15.

Hydro-Québec soutient qu'une approche intégrée de son financement n'engendre pas de désavantages sur le coût en capital du transporteur. Bien au contraire, une approche de financement intégré diminue le coût en capital du transporteur et, par conséquent, les tarifs de transport. Il y a de plus certaines économies opérationnelles qui sont réalisées lorsque les besoins de financement de diverses activités sont regroupés. Mais de façon nettement plus importante et significative, le coût en capital du transporteur bénéficie des effets de la coassurance entre les diverses activités d'Hydro-Québec.⁵⁶³ Il y a également les avantages reliés à la taille des émissions faites dans le marché; les investisseurs valorisent, de façon relativement importante, la liquidité des émissions obligataires, et cette liquidité provient presque exclusivement de la taille des émissions.⁵⁶⁴

Pour conclure, Hydro-Québec mentionne en ce qui concerne le coût de la dette, sauf pour les cas où la dette peut être associée à des activités spécifiques, que l'utilisation d'un coût de dette intégrée est une pratique courante.⁵⁶⁵

Coût de la dette

Le **Groupe Merrill Lynch** a eu le mandat d'Hydro-Québec d'émettre une opinion sur le coût théorique d'emprunt qu'elle encourrait sans la garantie gouvernementale. Merrill Lynch résume son opinion en affirmant qu'afin de déterminer ce coût, il convient d'établir ce que serait la cote de crédit d'Hydro-Québec sans la garantie gouvernementale. Cette cote correspondrait, selon le Groupe Merrill Lynch, à l'échelon inférieur du niveau qualité Investissement, c'est-à-dire une cote de BBB (S&P). La garantie gouvernementale est plus importante que des facteurs comme la nature particulière des activités sur lesquelles se fonde la solvabilité.⁵⁶⁶

Ainsi, en comparant les taux de rendement à l'échéance des obligations d'Hydro-Québec sur le marché canadien ou américain avec les taux correspondants aux indices obligataires Baa (Moody's) et B++ (CBRS), Merrill Lynch a pu établir que le coût d'emprunt à long terme d'Hydro-Québec non assorti de cette garantie gouvernementale serait d'au moins 50 points de base plus élevé que le coût de semblables emprunts assortis d'une telle garantie.⁵⁶⁷

Étant donné que les frais de garantie gouvernementale représentent environ 0,5 % de la dette et compte tenu que la garantie gouvernementale procure des avantages additionnels, tel l'accès à un plus grand nombre de sources de financement, il est clair que le coût de la dette

⁵⁶³ HQT-8, document 1, pages 15 et 16.

⁵⁶⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 18 et 19.

⁵⁶⁵ HQT-13, document 7, page 33.

⁵⁶⁶ HQT-8, document 2.1, page 3.

⁵⁶⁷ HQT-8, document 2.1, page 3.

d'Hydro-Québec serait supérieur en l'absence de cette garantie gouvernementale.⁵⁶⁸ Hydro-Québec se démarque d'autres compagnies semblables par un taux d'endettement relativement élevé. Cette faiblesse dans la structure de capital constitue la raison principale pour laquelle, sans la garantie gouvernementale, Hydro-Québec ne pourrait bénéficier de sa cote de crédit actuelle.⁵⁶⁹

Hydro-Québec soutient que d'autres avantages non négligeables de la garantie gouvernementale ont été apportés par ses témoins, à savoir, dans un premier temps, que l'écart entre les obligations cotées A et les obligations cotées B++ low (CBRS) peut être considérable, soit de l'ordre de 100 points de base, dans les moments de turbulence sur les marchés financiers. Dans un deuxième temps, si Hydro-Québec avait eu une cote de crédit de BBB (S&P), il est à peu près certain qu'elle n'aurait pas pu financer ses activités dans le marché canadien. Finalement, la garantie gouvernementale crée des conditions positives sur lesquelles Hydro-Québec peut émettre des obligations, échéances, clauses de rachat, fonds de remboursement et frais d'émission.⁵⁷⁰ Les frais de garantie gouvernementale qui s'élèvent à 0,5 % sont inclus dans le taux de la dette pour le calcul du taux moyen du coût en capital de TransÉnergie et représentent un impact de 55,1 M\$ en 2001.^{571,572}

Le transporteur demande à la Régie, en argumentation, d'approuver la prise en compte des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette.⁵⁷³ Pour le transporteur, l'inclusion des frais de garantie gouvernementale dans le coût de la dette est juste et raisonnable et ne fait que « normaliser » son coût de la dette pour le rendre plus comparable à celui d'une entité commerciale privée possédant les mêmes caractéristiques en termes de risques et de politique financière.⁵⁷⁴

L'ACEF de Québec affirme que si les frais de garantie gouvernementale, qui sont obligatoires, font économiser à Hydro-Québec un montant équivalent, alors il serait préférable de laisser le transporteur décider s'il utilise la garantie gouvernementale ou s'il gère lui-même ses emprunts.⁵⁷⁵

Hydro-Québec définit le taux de la dette par le quotient des frais financiers sur la dette ajustée du montant des frais reportés liés à la dette.⁵⁷⁶ Les frais financiers représentent la

⁵⁶⁸ HQT-8, document 1, page 19.

⁵⁶⁹ HQT-8, document 1, pages 18 et 19.

⁵⁷⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 79.

⁵⁷¹ HQT-5, document 3.2.1, page 2.

⁵⁷² Cependant, dans son argumentation (page 78), Hydro-Québec affirme que ces frais sont de 51 M\$.

⁵⁷³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁷⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 71.

⁵⁷⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 16.

⁵⁷⁶ HQT-8, document 1, page 33.

somme des intérêts nets sur la dette à long terme, de la perte de change ainsi que des frais de garantie gouvernementale.⁵⁷⁷ La dette ajustée du montant des frais reportés est la somme de la dette à long terme et à perpétuité, diminuée de la somme des actifs financiers liés à la dette, de la perte de change reportée et des frais reportés liés à la dette. Ainsi, pour 2001, le transporteur demande à la Régie d'approuver l'utilisation, aux fins de l'établissement des tarifs de transport d'électricité, du coût moyen de la dette consolidée d'Hydro-Québec, dont le taux moyen projeté pour 2001 est de 9,75 %.^{578,579}

Hydro-Québec mentionne que le coût de la dette du rapport annuel d'Hydro-Québec ne correspond pas au coût de la dette qui devrait être appliqué sur la base tarifaire du transporteur devant refléter le service de la dette. Ceci est dû à divers ajustements comptables comme l'ajustement pour les dépenses d'intérêts associées à la dette à court terme, l'ajustement pour la perte de change sur la dette ainsi que l'ajustement pour la charge d'amortissement de perte de change.⁵⁸⁰ Plus spécifiquement, le témoin d'Hydro-Québec soutient que la valeur de la dette au taux de change à l'origine permet d'évaluer correctement la part de la base de tarification financée par la dette et conséquemment la structure de capital du transporteur.⁵⁸¹ Ces ajustements font en sorte que le coût de la dette rapporté dans le rapport annuel ne correspond pas à celui qui devrait être appliqué, aux fins réglementaires, sur la base tarifaire du transporteur.⁵⁸²

Hydro-Québec est d'avis qu'il serait extrêmement difficile de faire une comparaison du coût de sa dette avec celui d'autres compagnies, étant donné que cela dépend des décisions qui ont été prises au fil du temps en matière de choix d'échéance, et de la chronologie des investissements qui ont pu être faits.⁵⁸³

Selon le transporteur, il bénéficie de l'expertise reconnue d'Hydro-Québec en matière de gestion efficace de sa dette et du souci constant de cette dernière de minimiser ses coûts d'emprunts et ses risques financiers. Aucune preuve n'a remis en question cette expertise d'Hydro-Québec. Le transporteur mentionne également que, malgré les limites d'une comparaison historique du coût de la dette qui dépend de beaucoup de facteurs exogènes qu'une entreprise ne peut contrôler, le coût de la dette d'Hydro-Québec a diminué de façon significative au cours des dernières années grâce à sa gestion financière active. Conséquemment, le transporteur conclut que la gestion intégrée de la dette d'Hydro-Québec

⁵⁷⁷ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁸ HQT-8, document 1, page 38, tableau 3.

⁵⁷⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 67.

⁵⁸⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 73.

⁵⁸² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 46 à 48.

⁵⁸³ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 35 à 38.

profite aux clients du transporteur. C'est pourquoi il juge pertinent et même avantageux de lui en attribuer le coût moyen de 9,75 %, ce qu'aucun intervenant n'a mis en doute.⁵⁸⁴

4.4.2.2 Opinion de la Régie

La Régie prend acte du fait que le financement de la dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec. Il n'existe donc pas de coût de la dette distinct pour les activités de transport réglementées.

Dépendamment de la nature des activités autres que celles du transporteur, telles que la production, et de leurs risques intrinsèques, il est logique de s'attendre à ce qu'elles aient un impact sur le coût de la dette d'Hydro-Québec. À cet égard, il a été reconnu en preuve par l'expert Morin que les risques associés aux activités de transport sont moindres que ceux associés aux autres activités de Hydro-Québec.⁵⁸⁵ Ainsi, il pourrait être permis d'en déduire que les risques plus élevés associés aux activités autres que celles du transport pourraient avoir un impact à la hausse sur le coût de la dette d'Hydro-Québec et, par conséquent, sur celle imputée au transporteur, dans un contexte de financement intégré. Par contre, Hydro-Québec a mis en preuve que la garantie gouvernementale a pour effet d'immuniser ses activités réglementées, notamment celles de transport, contre les impacts, positifs ou négatifs, que pourraient avoir ses activités non réglementées sur ses coûts d'emprunt.

La Régie prend acte qu'Hydro-Québec se finance de façon intégrée et du fait que le taux de la dette n'est pas influencé par les autres activités d'Hydro-Québec.

Partant de ces constats, la Régie, pour les raisons susmentionnées et compte tenu du fait que la preuve présentée par Hydro-Québec n'a pas été contredite sur ce sujet, accepte que le coût de la dette aux fins de l'établissement des tarifs du transporteur soit établi sur la base du coût moyen de la dette découlant du financement intégré des activités d'Hydro-Québec. Elle accepte également les modalités de son calcul.

La Régie prend également acte du fait que le coût moyen de la dette obtenu par voie de financement intégré pour l'ensemble des activités d'Hydro-Québec est, selon l'étude de Merrill Lynch présentée en preuve, d'au moins 50 points de base plus faible que celui qui aurait été obtenu en l'absence de garantie gouvernementale. Conséquemment, la Régie approuve la prise en compte des frais de garantie gouvernementale de la dette d'Hydro-Québec comme élément du coût de la dette.

⁵⁸⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 75 et 76.

⁵⁸⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 76.

En conséquence, le coût moyen de la dette pour l'année 2001 est établi à 9,75 %.

4.4.3. LE TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE ET LA BASE DE TARIFICATION

L'évaluation du coût des capitaux propres repose sur des modèles bien établis dans les domaines financiers et réglementaires. Ces modèles cherchent à expliquer les évaluations empiriques reposant sur la relation entre le rendement et le risque.

La position du transporteur concernant l'évaluation du taux de rendement sur l'avoir propre comporte quatre volets qui seront présentés dans les paragraphes suivants. Ces volets concernent le choix de la méthodologie de calcul du taux de rendement sur l'avoir propre, l'évaluation du taux sans risque, du bêta et finalement, la détermination de la prime de risque du marché.

4.4.3.1 Position des parties

Le **transporteur** demande à la Régie d'approuver un taux de rendement juste et raisonnable de l'ordre de 10,6 % sur les capitaux propres.⁵⁸⁶

Le transporteur mentionne qu'il est important de bien situer la nature des risques auxquels il est confronté, ainsi que de comprendre qu'il existe encore peu d'entreprises consacrées uniquement au transport de l'électricité. Les comparaisons doivent nécessairement s'appuyer sur des analogies avec des entreprises existantes, à savoir des compagnies d'électricité intégrées, des compagnies gazières intégrées et des compagnies de transport de gaz par pipeline.⁵⁸⁷

La Régie prend note que l'expert Booth de la Coalition industrielle a indiqué, en audience, que le taux de rendement sur l'avoir propre accordé, pour l'année 2000, à TransCanada Pipelines, à l'aide du mécanisme d'ajustement automatique de l'Office national de l'énergie qui est basé sur les taux de rendement des obligations à long terme du Canada, était de l'ordre de 9,8 %.⁵⁸⁸

Méthodologie

Le **transporteur** affirme que contrairement au coût de la dette, le coût des capitaux propres ne peut être observé directement. Son évaluation repose sur un principe fondamental appliqué aussi bien par les organismes de réglementation que par les analystes financiers, soit le coût d'opportunité de marché des capitaux propres. Plus exactement, le coût juste et

⁵⁸⁶ Demande révisée relative à la modification des tarifs de transport d'électricité, 15 août 2000, page 4.

⁵⁸⁷ HQT-8, document 1, page 10.

⁵⁸⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 209.

raisonnable des capitaux propres doit correspondre à l'espérance de rendement qu'un actionnaire serait en droit d'exiger s'il plaçait ses fonds dans une entreprise de risques comparables. Selon ce principe, le coût des capitaux propres est indépendant de leur provenance.⁵⁸⁹

Le D^r Morin définit comme étant juste et raisonnable un taux de rendement qui remplit les deux conditions suivantes : il doit permettre à la compagnie d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, et il doit se comparer avantageusement à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risque.⁵⁹⁰

Il soumet qu'il est reconnu qu'il y a trois méthodes pour estimer le coût de l'avoir propre : la méthode dite des bénéfices comparables, la méthode dite d'actualisation des flux monétaires (AFM ou modèle de dividendes) et, finalement, la méthode dite prime de risque.⁵⁹¹

Le D^r Morin affirme que deux de ces méthodes ont été rejetées, autant du côté d'Hydro-Québec que du côté des experts de la Coalition industrielle. La méthode des bénéfices comparables comporte certaines difficultés pratiques et conceptuelles et elle a été rejetée par les deux parties. La méthode « AFM » est une très bonne méthode, mais elle est très difficile à appliquer dans le contexte canadien à cause de la pénurie d'observations de compagnies comparables et à cause d'un manque de données, comme par exemple, des prévisions de croissance de la part des analystes pour les compagnies canadiennes. Son témoignage se résume à une application de la méthode dite prime de risque.⁵⁹²

L'expert précise qu'il existe également la méthode « *Couverture d'intérêts* » qui consiste à trouver quel taux de rendement sur l'avoir propre doit être accordé pour produire un certain ratio de couverture d'intérêts afin d'obtenir une cote de crédit visée. Cette méthode, bien qu'historiquement utilisée par les coopératives et les utilités publiques, ne l'est que rarement de nos jours, et ce, depuis une dizaine d'années.⁵⁹³ Cette dernière méthode éprouve des problèmes de variabilité. Afin de réussir à maintenir un ratio de couverture d'intérêts fixe, cela peut impliquer de grandes variations du taux de rendement sur l'avoir propre, ce qui crée alors un manque de calibrage de la méthode. C'est la raison pour laquelle elle a été rejetée.⁵⁹⁴

⁵⁸⁹ HQT-8, document 1, page 8.

⁵⁹⁰ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 34 et 35.

⁵⁹¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 36.

⁵⁹² NS, 24 avril 2001, volume 12, page 37.

⁵⁹³ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 261 et 262.

⁵⁹⁴ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 27.

Le D^r Morin utilise une version rigoureuse de la méthode prime de risque appelée MÉAF, où le rendement est égal au taux sans risque, comme par exemple le taux des obligations gouvernementales à long terme, plus une prime de risque.⁵⁹⁵ La prime de risque reflète la compensation exigée par les investisseurs pour, premièrement, s'exposer aux risques de l'entreprise et, deuxièmement, pour différer leur consommation dans le temps.⁵⁹⁶ Ce modèle implique que le coût du capital ou le rendement est égal au taux sans risque additionné du produit d'un facteur bêta par la prime de risque du marché dans son ensemble.⁵⁹⁷

Cependant, le D^r Morin rapporte que les recherches scientifiques ont démontré que le MÉAF sous-évalue le coût de l'action lorsque le bêta des compagnies est inférieur à un. Des versions plus élaborées du modèle MÉAF ont été développées de façon à assouplir les hypothèses de base du MÉAF d'origine qui biaisaient à la baisse le coût de l'action, augmentant ainsi la valeur théorique du modèle. Ces formulations élargies ont mené à une relation risque-rendement plus aplanie que celles des prévisions obtenues par le modèle MÉAF traditionnel et plus compatible avec les données empiriques de la littérature financière. La version empirique du MÉAF (MEÉAF) n'est pas un ajustement pour le risque de l'entreprise, mais une approximation viable de l'évaluation du coût des capitaux propres tel que proposé par les MÉAF élargis.^{598,599}

L'expert a vérifié ses estimations avec les primes de risque qui ont été accordées par les régulateurs nord-américains, la littérature académique portant sur la prime de risque, ainsi qu'en les vérifiant par l'entremise du modèle AFM appliqué aux compagnies américaines de services publics d'électricité.⁶⁰⁰

Hydro-Québec, dans son argumentation, mentionne qu'il existe de nombreux points d'entente entre son expert et ceux de la Coalition industrielle, notamment en ce qui a trait au rejet des méthodes de bénéfices comparables et d'actualisation des flux monétaires pour favoriser la méthode dite de la prime de risque ou MÉAF, qui fait appel au concept de bêta pour évaluer le risque systématique d'un titre financier.⁶⁰¹

Le transporteur fait également référence, dans son argumentation, au fait que toute comparaison des taux de rendement accordés à des entreprises réglementées doit prendre en compte les différences de risques financiers découlant de la structure de capital. Le

⁵⁹⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 39.

⁵⁹⁶ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 37.

⁵⁹⁷ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 39.

⁵⁹⁸ HQT-9, document 1.1, page 12.

⁵⁹⁹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 198.

⁶⁰⁰ HQT-9, document 1, page 10.

⁶⁰¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 80.

transporteur reprend les indications de son expert que si le taux de rendement sur l'avoir propre était ajusté pour le rendre compatible avec le taux de capitalisation de 30 % qu'il demande, le taux d'Hydro One serait d'environ 11 %.⁶⁰²

Aussi, le transporteur rappelle en argumentation les témoignages de son expert et d'un autre témoin, à l'effet que compte tenu de son statut, le rendement après impôts sur ses capitaux propres correspond également au rendement avant impôts, ce qui n'est pas le cas de Hydro One. Les clients du transporteur bénéficient directement de cet avantage.⁶⁰³

Selon l'ACEF de Québec, la Loi ne précise pas comment déterminer un taux de rendement pour le transporteur au-delà du fait qu'il doit être raisonnable et la *Loi sur Hydro-Québec* ne requiert pas qu'Hydro-Québec touche des profits. L'intervenante en déduit alors que la Régie possède une marge de discrétion pour déterminer un taux de rendement sur l'avoir propre qui respecterait la Loi et la *Loi sur Hydro-Québec*.⁶⁰⁴

Cette intervenante soutient que la détermination d'un rendement raisonnable peut se faire selon deux approches, soit le retour sur la base tarifaire ou la couverture d'intérêts.⁶⁰⁵

L'intervenante évalue le taux de rendement moyen sur l'avoir propre des compagnies canadiennes à 7,11 % pour la période 1988-2000. Selon elle, le taux de rendement sur l'avoir propre d'une compagnie de service public ne devrait jamais dépasser le rendement moyen dans l'économie, de sorte qu'un taux de rendement de 10,6 % lui apparaît donc exagéré. De plus, le principe sous-jacent à son argument est en ligne directe, selon elle, avec le principe fondamental du coût d'opportunité de marché des capitaux propres.^{606,607}

Pour la même période, excluant les rendements négatifs d'Ontario Hydro, le taux de rendement moyen des compagnies du secteur électrique a été de 9,8 %, celui des « *utilités publiques* » de 6,4 % et celui des « *utilités privées* » de 8,3 %.⁶⁰⁸

L'ACEF de Québec propose plutôt d'appliquer une politique de couverture d'intérêts de l'ordre de 1,1 qui donnerait un certain niveau de rendement dans l'économie et qui serait

⁶⁰² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 88.

⁶⁰³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

⁶⁰⁴ Mémoire de l'ACEF de Québec, pages 42 et 43.

⁶⁰⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 43.

⁶⁰⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 44.

⁶⁰⁷ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 85.

⁶⁰⁸ ACEF de Québec-4.

appliqué au secteur d'affaires, alors que pour le secteur résidentiel il ne devrait pas y avoir de rendement, i.e. un taux de rendement nul.⁶⁰⁹

L'intervenante pense que l'approche de couverture d'intérêts est une alternative valable et plus équitable face à l'approche proposée par Hydro-Québec et son témoin-expert.⁶¹⁰

L'intervenante prétend qu'en appliquant une couverture d'intérêts de 1,1, cela donnerait, pour la clientèle réglementée, un taux de rendement de l'ordre de 2 % et plus, dépendamment des profits à l'exportation et des services réglementés, qui peuvent être de 5 % à 6 %.⁶¹¹

Dans ses observations, l'ACEF de Québec mentionne que le marché boursier est un référentiel inadéquat pour le taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur. En effet, selon l'intervenante, Hydro-Québec est une société qui appartient au gouvernement du Québec et qui ne fait pas face aux mêmes contraintes qu'une entreprise privée. Son mandat premier est de desservir la population au moindre coût possible.⁶¹²

Les experts de la **Coalition industrielle**, les D^{rs} Booth et Berkowitz, reprennent la définition juridique du juge Lamont, de la Cour Suprême du Canada, du rendement juste et raisonnable. Selon cette définition, une compagnie se verra accorder un rendement aussi grand pour le capital investi dans une entreprise (qui sera net à la compagnie) que celui qu'elle recevrait si elle investissait le même montant dans d'autres titres ayant le même risque, la même capacité d'attraction du capital et la même stabilité que cette entreprise. Selon les experts, cette définition est exactement ce qu'entendent les économistes par le coût d'opportunité ou taux de rendement requis.^{613,614}

Les deux experts affirment que, depuis qu'est utilisée une année témoin projetée, la plupart de leurs pairs utilisent les modèles de type prime de risque afin de prendre en compte le risque de façon prospective. Ces modèles de primes de risque sont utilisés depuis les 10 dernières années au Canada dans les mécanismes d'ajustement automatique tels que décrétés par l'Office national de l'énergie, la BCUC, ainsi que plusieurs autres agences de réglementation.⁶¹⁵

⁶⁰⁹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 78.

⁶¹⁰ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 47.

⁶¹¹ NS, 26 avril 2001, volume 14, page 79.

⁶¹² Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 11.

⁶¹³ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 154.

⁶¹⁴ Coalition-2, document 1, page 5.

⁶¹⁵ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 156.

Les experts Booth et Berkowitz ont basé leur témoignage sur deux modèles, soit le modèle MÉAF (8,25 %) et le modèle multifacteur (7,16 %-7,67 %), en plus d'une analyse attentive des conditions économiques actuelles et de la relation rendement-risque autant aux États-Unis qu'au Canada.⁶¹⁶ Cependant, ils affirment que des deux modèles, une pondération plus grande a été mise sur le modèle MÉAF, qui est plus conventionnel.⁶¹⁷

Ils rapportent qu'étant donné les changements survenus sur les marchés des capitaux et le fait que plusieurs compagnies de télécommunications ont été fusionnées, ils avaient un nombre limité de compagnies pour composer leur échantillon de compagnies comparables. C'est la raison pour laquelle ils ne présentent pas d'estimation basée sur le modèle AFM et le modèle de prime de risque sur les actions privilégiées. Ils ont donc remplacé ces deux modèles par le modèle multi-facteur.⁶¹⁸

Par ailleurs, les deux experts jugent que les ajustements apportés par le modèle MEEAF, au modèle théorique MÉAF, ne visent qu'à ajuster de façon injustifiée le bêta à la hausse. Ils expliquent que le D^r Morin utilise le taux de rendement des obligations à long terme du Canada avec les modèles MÉAF et MEEAF et non le taux 90 jours des bons du trésor (*T-Bills*) qui serait cohérent avec le modèle MÉAF traditionnel.⁶¹⁹

Ces experts ont comparé le taux recommandé avec ceux qui ont été accordés par d'autres agences canadiennes de régulation, en spécifiant toutefois qu'il existe des problèmes de comparaison causés par le fait que ces taux sont déterminés par des mécanismes d'ajustements automatiques ne reposant ainsi sur aucun témoignage.⁶²⁰

Jugeant que ces mécanismes produisent une surestimation d'un taux de rendement juste, ils considèrent que le mécanisme utilisé par l'Office national de l'énergie vient corroborer l'idée maîtresse de leur témoignage à l'effet qu'un taux de rendement sur l'avoir propre de 8,25 % pour TransÉnergie, sur la base d'un taux de capitalisation de 30 %, est juste.⁶²¹

Taux sans risque

Le **transporteur** soutient que le taux sans risque doit être basé sur le rendement actuel et prospectif des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada.⁶²² L'expert Morin utilise le niveau réalisé des taux de rendement des obligations à long terme du Canada prévalant à

⁶¹⁶ Coalition-2, document 1, page 56.

⁶¹⁷ Coalition-2, document 1, page 57.

⁶¹⁸ Coalition-2, document 1, pages 2 et 55.

⁶¹⁹ Coalition-2, document 1, Appendix B, page 7.

⁶²⁰ Coalition-2, document 1, page 57.

⁶²¹ Coalition-2, document 1, page 58.

⁶²² HQT-8, document 1, page 14.

la fin d'avril 2000, ainsi que la prévision de la publication *Consensus Forecasts* d'avril 2000 pour ces mêmes taux. Selon le D^r Morin, les taux de rendement des obligations à long terme du Canada se situent entre 5,9 % et 6,1 %, avec comme point milieu 6,0 %.⁶²³

En audience, l'expert a affirmé qu'en date du 23 avril 2001, les obligations à long terme du Canada se transigeaient à 5,97 % et que les prévisions du *Consensus Forecasts* indiquaient également un taux sans risque de 6 %.⁶²⁴

L'expert préfère retenir les taux à long terme, car les taux à court terme sont volatils avec de grandes amplitudes, et sont sujets à plus de perturbations stochastiques que les taux à long terme.⁶²⁵

Selon les experts Booth et Berkowitz de la **Coalition industrielle**, une forte croissance de l'économie canadienne se poursuivra en 2001, malgré le ralentissement de l'économie américaine qui diminuera la demande des exportations canadiennes. Ils rapportent que selon *TD Economics*, la capacité du gouvernement à maintenir un taux d'inflation bas pourrait être le meilleur argument pour aider à maintenir la croissance économique.⁶²⁶

La prévision de la publication *Consensus Forecasts* d'octobre 2000 pour les taux de rendement des obligations à long terme de 10 ans du Canada pour octobre 2001 est de 6,0 %, en prenant la moyenne des taux de 3 et 12 mois. D'après ces mêmes experts, l'écart pour novembre 2000 entre les taux des obligations de 30 ans et celles 10 ans serait de 14 points de base, reflétant partiellement une carence de l'offre des obligations à long terme du Canada. Cette carence serait due au fait que la courbe de rendement est aplatie. Étant donné ce fait et qu'ils anticipent de prochaines hausses des taux d'intérêt au Canada, les experts Booth et Berkowitz estiment alors le taux de rendement des obligations à long terme du Canada à 6,0 % pour 2001.⁶²⁷ En audience, les experts ont réitéré leur recommandation de taux sans risque à 6 %.⁶²⁸

Bêta

L'expert du **transporteur** stipule qu'en ce qui a trait au bêta, ce dernier est une mesure classique du risque du marché et indique jusqu'à quel point les fluctuations du taux de rendement d'un titre suivent les taux de rendement de l'ensemble des titres sur le marché. La

⁶²³ HQT-9, document 1, page 35.

⁶²⁴ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 41.

⁶²⁵ HQT-9, document 1, page 35

⁶²⁶ Coalition-2, document 1, pages 23 et 24.

⁶²⁷ Coalition-2, document 1, page 29.

⁶²⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 157.

théorie financière moderne a établi que le bêta est un facteur déterminant du taux de rendement et qu'il incorpore plusieurs des caractéristiques économiques d'une entreprise. Ces caractéristiques se traduisent ensuite dans les taux de rendement demandés par les investisseurs.⁶²⁹

Comme TransÉnergie est une division administrative d'Hydro-Québec et que ni l'une ni l'autre n'est inscrite à la bourse, la composante bêta du transporteur doit être déduite en examinant les compagnies à risque comparable inscrites en bourse. L'expert Morin a examiné plusieurs compagnies similaires pour trouver le bêta de TransÉnergie, notamment, les compagnies canadiennes de services publics inscrites en bourse, les compagnies américaines de services publics d'électricité, en particulier celles qui ont un actif important associé au transport, et les compagnies de services publics de gaz naturel.⁶³⁰

Selon le D^r Morin, les compagnies qui pourraient être considérées comme des substituts acceptables de TransÉnergie sont : Westcoast Energy et TransCanada Pipelines qui ont respectivement des bêta de 0,60 et 0,70.⁶³¹

Le bêta recommandé par le D^r Morin est le point milieu (0,65) de la fourchette comprise entre 0,60 et 0,70. L'expert juge ce point milieu convenable, étant donné que le risque global de TransÉnergie est dans la moyenne et que ce point milieu représente en plus la moyenne des quatre échantillons utilisés.^{632,633}

L'expert utilise les bêtas de Value Line qui sont des bêtas ajustés pour prendre en compte des changements fondamentaux survenant au sein des compagnies, comme le sont la plupart des bêtas reconnus fournis par l'ensemble de la communauté d'investissement.⁶³⁴

Les bêtas publiés par Bloomberg, Value Line et autres grandes maisons de placement sont plus susceptibles d'influencer les investisseurs que des bêtas maisons sortis d'études statistiques très détaillées, tels que ceux des experts de la Coalition industrielle, les D^{rs} Booth et Berkowitz.⁶³⁵

Questionné en audiences par le procureur de la Coalition industrielle qui cherchait à savoir, si l'expert avait à le faire quelle pourrait être aujourd'hui l'évaluation qu'il ferait du bêta de

⁶²⁹ HQT-9, document 1.1, page 11.

⁶³⁰ HQT-9, document 1.1, page 23.

⁶³¹ HQT-9, document 1.1, page 24.

⁶³² HQT-13, document 1, page 87.

⁶³³ HQT-9, document 1, pages 16 à 19

⁶³⁴ HQT-13, document 1, page 88.

⁶³⁵ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 42.

SCGM, l'expert Morin a répondu qu'il serait supérieur à son ancienne recommandation d'un bêta de 0,65 et qu'il pourrait être d'un ordre de grandeur proche de 0,70.⁶³⁶

Les bêtas utilisés par les experts de la **Coalition industrielle** sont des bêtas bruts.⁶³⁷ Le bêta qu'ils recommandent est de 0,50 et provient de la moyenne de l'intervalle (0,48-0,52), qui représente la pondération 50:50 entre la moyenne des bêtas de 16 sociétés de services publics canadiennes (0,582) et de l'intervalle (0,368-0,449) représentant, pour l'année 1999, d'une part la moyenne des bêtas de compagnies «*pure-play*» réglementées⁶³⁸ de gaz/électricité (0,368) et, d'autre part, la moyenne des bêtas des compagnies du sous-indice gaz/électricité de l'indice TSE de la bourse de Toronto (0,449).⁶³⁹

Ils affirment que les bêtas utilisés par le D^r Morin, provenant de Value Line, sont ajustés selon la théorie de Blume pour la tendance des bêtas à converger vers 1,00. Selon eux, ces ajustements sont valables pour l'ensemble des titres du marché des capitaux. Ils rapportent qu'il existe une quantité innombrable d'études, dont l'étude de Gombola et Kahl, qui démontrent que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers leur moyenne propre et non pas vers celle du marché des capitaux.⁶⁴⁰

L'expert Morin met en doute, avec les changements drastiques survenus dans l'industrie électrique américaine, que les résultats de l'étude de Gombola et Kahl, démontrant que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers une moyenne qui leur est propre, s'appliquent encore aujourd'hui.⁶⁴¹

Les experts Booth et Berkowitz, affirment qu'ils n'ont pas ajusté leurs bêtas depuis quelques années pour tenir compte de la moyenne propre des sociétés de services publics, parce qu'ils jugent que ces derniers sont inchangés. Le seul ajustement effectué fut de hausser leur bêta pour tenir compte de l'impact qu'a eu le titre de la compagnie Nortel sur l'ensemble des bêtas au cours des deux dernières années.⁶⁴²

Les experts Booth et Berkowitz ont mentionné dans leur témoignage écrit que le risque d'investir dans une entreprise, appelé risque d'investissement, est particulièrement important dans le cas des compagnies de télécommunications où les investisseurs ont changé leur

⁶³⁶ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 188 et 189.

⁶³⁷ Coalition-2, document 1, page 39.

⁶³⁸ Maritime Electric, TransAlta, Fortis, Canadian Utilities et BC Gas.

⁶³⁹ Coalition-2, document 1, pages 36, 37 et 39.

⁶⁴⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 194.

⁶⁴¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 190.

⁶⁴² NS, 25 avril 2001, volume 13, page 195.

mode d'évaluation, depuis que cette industrie a été largement déréglementée, passant d'une méthode basée sur les revenus réels à une méthode plus axée sur les prévisions.⁶⁴³

Au-delà des arguments présentés par ses experts, la Coalition industrielle tient à rappeler que le recours à des bêtas ajustés, tel que préconisé par le D^r Morin, en comparaison avec des bêtas bruts, a été expressément rejeté par la Régie dans la décision D-99-11 qu'elle a rendu à l'égard de SCGM le 10 février 1999.⁶⁴⁴

Prime de risque du marché

L'expert du **transporteur** estime la prime de risque du marché, aux fins d'utilisation du MÉAF, à 6,6 %. Cette estimation provient de la moyenne des cinq études suivantes : Hatch-White 1950-1987,⁶⁴⁵ Institut Canadien des Actuaire 1924-1999,⁶⁴⁶ Ibbotson Associates 1926-1999,⁶⁴⁷ AFM Prospectif marché canadien⁶⁴⁸ et AFM Prospectif marché américain.⁶⁴⁹

Selon l'expert, le poids que l'on doit accorder à chacune de ces cinq études repose sur trois prémisses. Par ordre d'importance, premièrement, on doit accorder autant de poids aux résultats des primes de risque historiques (provenant de l'examen de longues périodes) qu'aux primes de risque prévisionnelles, qu'elles soient canadiennes ou américaines. Deuxièmement, on doit ensuite accorder plus de poids aux données statistiques fiables qu'à celles qui le sont moins. Finalement, on ne doit donner la priorité aux données canadiennes que si les deux prémisses précédentes ont été respectées.⁶⁵⁰

L'expert évoque l'importance grandissante des données américaines, pour deux raisons : premièrement, à cause de l'intégration grandissante des marchés et, deuxièmement, en raison de la pénurie d'observations au Canada due aux fusions et acquisitions d'entreprises dans le contexte canadien.⁶⁵¹

En ce qui a trait à l'utilisation d'études de rendement portant sur des périodes passées, les études de prime de risque du marché devraient porter sur la période passée la plus longue possible pour laquelle il existe des données. Les rendements atteints peuvent être

⁶⁴³ Coalition-2, document 1, pages 36 et 37.

⁶⁴⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 69.

⁶⁴⁵ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁶ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁷ HQT-9, document 1, page 21.

⁶⁴⁸ HQT-9, document 1, page 22.

⁶⁴⁹ HQT-9, document 1, page 23.

⁶⁵⁰ HQT-9, document 1.1, page 32.

⁶⁵¹ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 47 et 52.

sensiblement différents des rendements prévus par les investisseurs, notamment lorsqu'ils sont mesurés sur de courtes périodes. De plus, l'utilisation de toute la période d'étude pour l'estimation de la prime de risque du marché appropriée réduit au minimum la subjectivité et prend en considération le nombre le plus élevé et le plus varié possible de cycles économiques, de cycles de taux d'intérêt et d'épisodes d'inflation.⁶⁵²

D'un point de vue statistique, dans la mesure où la prime de risque passée sur le capital-actions qui est estimée suit ce qu'on appelle une variation aléatoire, on peut s'attendre à ce que le niveau de cette prime de risque demeure à sa moyenne historique, ce qui constitue la meilleure estimation de la prime de risque future. Étant donné que les études de prime de risque citées précédemment n'ont pas donné d'indication que la prime de risque du marché, ou part du risque dans le prix de l'action ordinaire, ait varié dans le temps – autrement dit que l'Institut Canadien des Actuaire et Ibbotson Associates n'ont pas établi de corrélation diachronique significative – l'expert mentionne qu'on peut raisonnablement supposer que les valeurs demeureront stables dans l'avenir.⁶⁵³

Selon l'expert, il n'y a rien qui démontre, dans les études statistiques, qu'il y a eu des changements structurels dans les primes de risque. En regardant les données historiques de Ibbotson Associates, de Hatch-White, de l'Institut canadien des actuaires, ou en prenant n'importe quelle autre étude chronologique des primes de risque, il constate qu'il n'y a aucune corrélation entre les primes de risque successives d'année en année.⁶⁵⁴

Lorsque la prime de risque historique du marché est considérée comme représentative de la prime future, elle doit être établie en faisant la moyenne arithmétique des primes de risque annuelles sur une longue période. En effet, seules les moyennes arithmétiques sont valables pour l'estimation du coût du capital. Les investisseurs s'attendent à atteindre le rendement cible espéré, ou rendement prospectif, qui constitue en réalité une moyenne arithmétique. Le rendement réalisé ou rétrospectif, quant à lui, constitue une moyenne géométrique. En termes statistiques, la moyenne arithmétique est la mesure non biaisée de la valeur attendue d'observations répétées d'une variable aléatoire et non pas la moyenne géométrique.⁶⁵⁵

En réponse à une question de la Coalition industrielle, le D^r Morin a procédé à la mise à jour de l'étude de Hatch-White, en ajoutant l'information pertinente de 1988 à 1999 inclusivement à partir de données de l'Institut Canadien des Actuaire, afin de calculer une nouvelle prime de marché au Canada. Cette mise à jour donne une prime de risque du

⁶⁵² HQT-9, document 1.1, pages 29 et 30.

⁶⁵³ HQT-9, document 1.1, page 30.

⁶⁵⁴ NS, 24 avril 2001, volume 12, page 264.

⁶⁵⁵ HQT-9, document 1.1, page 30.

marché de 5,3 %. L'expert prend cependant soin de préciser qu'il n'est pas de pratique académique commune de faire une telle mise à jour d'une recherche d'un autre chercheur et qu'il est dangereux de procéder ainsi.⁶⁵⁶

L'expert rapporte que la maison Ibbotson Associates a publié, en 2000, une étude de prime de risque du marché canadien. En contre-interrogatoire, il affirme que pour la période allant de 1936 à 1999, la prime de risque du marché au Canada est de 5,5 %, selon cette étude.⁶⁵⁷

Les experts Booth et Berkowitz de la **Coalition industrielle** remettent en question le fait que la prime de risque du marché soit demeurée constante au cours des 75 dernières années (1924-1999). Ils affirment que la Banque du Canada n'a été instituée qu'au milieu des années 30, qu'en 1948 de nouvelles mesures fiscales furent instaurées, que le marché monétaire canadien n'a été fonctionnel qu'à partir de 1953-54 et, finalement, qu'en 1956 la Bourse de Toronto a été instituée.⁶⁵⁸ Il existe un écart à la baisse de 150 points de base entre la prime de risque du marché qui prévalait entre les périodes 1924-56 et 1957-95.⁶⁵⁹

Par ailleurs, ces mêmes experts rapportent que les données disponibles antérieurement à 1956 sont incohérentes et, qu'en fait, elles résultent d'un mélange de données canadiennes et américaines, eu égard à l'indisponibilité de données canadiennes valides.⁶⁶⁰

Toujours selon eux, le risque des capitaux propres par rapport aux obligations a chuté depuis le début des années 50. À leur avis, dans la période allant de 1924 à 1933, les capitaux propres étaient six fois plus risqués que les obligations, alors que depuis les 20-30 dernières années, ce rapport est très près de un.⁶⁶¹

La raison qu'ils évoquent est qu'en moyenne, les rendements des capitaux propres ont chuté en partie parce que le risque a diminué et, en partie, à cause des nouvelles mesures fiscales. Quant aux rendements des obligations, ces derniers ont presque doublé au Canada parce qu'ils sont devenus plus risqués. Le même phénomène s'est produit aux USA, ce qui corrobore ce qui se passe au Canada.⁶⁶²

Trois méthodes d'évaluation de la prime de risque du marché sont utilisées par Booth et Berkowitz, soit la moyenne arithmétique, la moyenne géométrique et la régression linéaire

⁶⁵⁶ HQT-9, document 2.2, page 2.

⁶⁵⁷ NS, 24 avril 2001, volume 12, pages 44 et 222.

⁶⁵⁸ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 163 à 165.

⁶⁵⁹ Coalition-2, document 1, page 44.

⁶⁶⁰ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 163 à 165.

⁶⁶¹ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 168 et 169.

⁶⁶² NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 171 et 176.

simple (OLS). Selon la méthode utilisée par ces experts, pour la période allant de 1956 à 1999, la prime de risque du marché estimée, en utilisant des données canadiennes pour évaluer la prime de risque du marché des actions (basée sur l'indice TSE 300) par rapport aux obligations à long terme, varie entre 2,5 % et 3,5 %.⁶⁶³ Les experts Booth et Berkowitz jugent toutefois nécessaire d'accorder une certaine pondération aux anciennes évaluations de primes de risque du marché.⁶⁶⁴ Les experts exercent leur jugement et arrivent à une évaluation initiale de 4,0 % de la prime de risque du marché canadien.⁶⁶⁵

Cependant, afin de prendre en compte la hausse de l'imposition pour retenir les capitaux propres au pays et pour compenser la contre-performance du marché des capitaux propres canadien par rapport au marché américain, les experts ont ajusté à la hausse de 0,5 % leur estimation initiale de 4,0 %, pour ainsi arriver à une recommandation finale de prime de risque du marché canadien à 4,5 %.⁶⁶⁶

Selon ces experts, étant donné qu'à partir du milieu des années 90 les gouvernements ont repris le contrôle des finances publiques, cela a fait en sorte que le marché obligataire est devenu moins à risque, entraînant une augmentation de la prime de risque du marché.⁶⁶⁷

Bien que les économies canadienne et américaine soient aujourd'hui partiellement intégrées et qu'en tant que telles, les primes de risque du marché canadien prennent déjà en compte ce fait, il existe selon les experts de sérieux obstacles à la pleine intégration de leurs marchés financiers. Ces obstacles viennent entre autres de la différence entre les politiques monétaires, du comportement des taux d'intérêt et des mesures fiscales pour chacun des deux pays.⁶⁶⁸ Ils attribuent cependant une valeur informative aux résultats américains pour les guider par rapport à ce qui se passe au Canada.⁶⁶⁹

La Coalition industrielle affirme en argumentation qu'elle a demandé une mise à jour au D^r Morin de l'étude de Hatch-White avec des données allant de 1988 à 1999. Il appert que la moyenne actualisée proposée par ce dernier est de l'ordre de 5,3 %. L'intervenante juge que cette moyenne est conservatrice et ses experts concluent que la prime de risque du marché canadien, avec ces nouvelles données, devraient se situer dans une fourchette allant de 5,04 % à 5,32 % avec comme point milieu 5,18 %.⁶⁷⁰

⁶⁶³ Coalition-2, document 1, Appendix E, Schedule E1.

⁶⁶⁴ Coalition-2, document 1, Appendix E, page 9.

⁶⁶⁵ Coalition-2, document 1, pages 41 et 42.

⁶⁶⁶ Coalition-2, document 1, page 54.

⁶⁶⁷ NS, 25 avril 2001, volume 13, pages 188 et 189.

⁶⁶⁸ Coalition-2, document 1, Appendix B, pages 8 à 10.

⁶⁶⁹ NS, 25 avril 2001, volume 13, page 192.

⁶⁷⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 50.

Dans ses observations, l'ACEF de Québec juge que l'approche des D^{rs} Booth et Berkowitz est mieux adaptée à la situation canadienne, plus rigoureuse et scientifique que celle du D^r Morin.⁶⁷¹ L'intervenante affirme qu'en présence de rendement composé, une moyenne géométrique est plus appropriée et précise, notamment à long terme.⁶⁷² En ce qui a trait à la présence de données américaines, l'intervenante croit qu'il faut apporter une pondération plus forte, et, préférablement, se limiter aux données canadiennes considérant les spécificités du marché canadien et du cadre réglementaire et fiscal propre au Canada.⁶⁷³ Finalement, l'ACEF de Québec est en désaccord avec la position du D^r Morin selon laquelle il n'y aurait pas de corrélation sérielle dans les données de rendement qu'il utilise pour le Canada. L'intervenante affirme plutôt que la relation entre le rendement boursier et le rendement des obligations à long terme semble s'être modifiée considérablement depuis le début des années 70 et mentionne qu'une étude rigoureuse comme celle des experts Booth et Berkowitz aurait mérité d'être faite par Hydro-Québec.⁶⁷⁴

En argumentation, l'intervenant STOP/S.É. soutient que la faiblesse des risques d'affaires, réglementaire et financier devrait amener la Régie à accorder au transporteur un taux de rendement plus faible qu'à un transporteur gazier ou qu'à une autre «*utilité publique*» électrique. Selon cette approche, il en résulterait que le taux de rendement pour le transport électrique serait également moindre que celui de la production.⁶⁷⁵

Du point de vue de l'intérêt public et du développement durable, l'intervenant ne croit pas qu'un tel résultat soit opportun ou équitable, ni qu'il transmette un signal approprié pour les investissements pour trois raisons. Premièrement, il apparaît contraire au pacte social sur l'électricité que le caractère public d'Hydro-Québec (qui se traduit par une plus grande stabilité de l'entreprise, notamment par la garantie des prêts) et son monopole territorial (qui résulte de la nationalisation de l'électricité) suscite un rendement moindre et un bénéfice moindre à l'actionnaire que si l'entreprise était de propriété privée. Deuxièmement, un taux de rendement moindre pour le transport électrique que pour le transport gazier transmet un signal inadéquat quant au choix des filières et au choix des investissements. Finalement, un signal inadéquat est également transmis si le taux de rendement pour les ajouts de production par Hydro-Québec Production devient plus élevé que celui dont bénéficierait la Société d'État pour les ajouts au réseau de transport électrique.⁶⁷⁶

⁶⁷¹ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 12.

⁶⁷² Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 30.

⁶⁷³ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 31.

⁶⁷⁴ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 31.

⁶⁷⁵ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 78.

⁶⁷⁶ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 78.

Le **transporteur** a finalement rappelé, en argumentation, que compte tenu de son statut de Société d'État, le rendement après impôts des capitaux propres du transporteur correspond également au rendement avant impôts, ce qui n'est pas le cas de Hydro One. Les clients du transporteur bénéficient directement de cet avantage.⁶⁷⁷

4.4.3.2 Opinion de la Régie

Méthodologie

Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment, en vertu du paragraphe 3 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification.

La Loi prévoit que la Régie possède une juridiction sur les activités du transporteur, mais non sur l'ensemble des activités d'Hydro-Québec. La Régie doit donc, dans le présent dossier, établir ce qu'est le rendement raisonnable sur la base de tarification du transporteur et dont le taux de rendement sur les capitaux propres est un des paramètres, en faisant abstraction des autres activités de l'entreprise.

L'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre d'une entreprise réglementée doit, selon la Régie, reposer sur le principe fondamental du coût d'opportunité. Les deux groupes d'experts soulignent à cet égard le lien direct entre le coût d'opportunité et le rendement raisonnable des capitaux propres.

L'approche retenue par la Régie vise à permettre à l'actionnaire du transporteur d'obtenir un taux de rendement sur l'avoir propre comparable avec celui des entreprises présentant un profil de risque similaire à celui du transporteur. Selon la Régie, le taux de rendement sur l'avoir propre accordé au transporteur devrait lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme si ce dernier se finançait lui-même sur les marchés financiers, et se comparer à celui qui est offert par les titres comparables en termes de risques.

Divers modèles peuvent être utilisés pour établir le rendement de référence du marché ou de sociétés de risque comparables au transporteur. La Régie rejette l'utilisation des modèles AFM et de bénéfices comparables étant donné qu'ils comportent soit des difficultés pratiques et conceptuelles à cause des changements rapides que subissent à la fois les marchés des capitaux canadiens et l'industrie énergétique canadienne, en plus du problème

⁶⁷⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

de rareté des entreprises privées comparables de service public d'électricité et de la lourdeur des calculs, soit des difficultés d'application au Canada à cause de l'indisponibilité de données.

La Régie rejette également l'utilisation du modèle multifacteur. Ce modèle est relativement nouveau et n'est pas largement répandu dans la pratique réglementaire. De plus, les experts Booth et Berkowitz y accordent eux-mêmes un poids non significatif dans leur pondération entre ce dernier modèle et le modèle MÉAF.

Quant à la méthode de couverture des intérêts, la Régie juge que cette méthode n'a aucunement été appuyée dans le présent dossier par une preuve d'experts et que cette méthode n'est que rarement utilisée, et ce, depuis une dizaine d'années. Malgré le fait que cette méthode puisse être utilisée en réglementation dans certaines circonstances, la Régie juge que le contexte d'affaires dans lequel évolue le transporteur et l'objectif d'établir un signal de prix adéquat pour le service de transport militent en faveur d'une autre méthodologie.

De toutes les méthodologies discutées par les deux groupes d'experts, la Régie retient le modèle MÉAF pour établir le taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur, étant donné le consensus des experts sur l'utilisation de cette méthode de type prime de risque, le fait qu'elle soit reconnue par les différents organismes de régulation au Canada et qu'elle soit d'application simple.

Aucun modèle ne peut reproduire parfaitement à lui seul les attentes de rendement des investisseurs. Il apparaît donc prudent, lorsque les circonstances le permettent, d'utiliser les résultats obtenus à l'aide des différents modèles utilisés dans la théorie et la pratique financière. Étant donné les problèmes reliés à l'utilisation des modèles AFM et de bénéfices comparables, la Régie considère qu'il est justifié, dans le cadre du présent dossier, d'utiliser le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers MEÉAF dans son appréciation d'un rendement raisonnable pour le transporteur.

La Régie retient l'opinion de l'expert du transporteur à l'effet que des recherches empiriques dans les milieux académiques montrent l'existence d'un biais à la baisse du taux de rendement sur l'avoir propre estimé à l'aide du modèle MÉAF, pour les entreprises dont les bêtas sont inférieurs à un (1.00), comme c'est le cas des sociétés de services publics. Le modèle MEÉAF vise à corriger ce biais. La Régie juge approprié de retenir les résultats de ce modèle, mais leur accorde un poids moindre qu'au modèle MÉAF, étant donné que les paramètres du modèle MEÉAF n'ont pas été discutés et validés de façon approfondie lors de l'audience publique.

La Régie ne tient donc compte, dans les circonstances, que de ces deux modèles dans son appréciation du taux de rendement sur l'avoir propre du transporteur.

L'application de ces méthodologies requiert de déterminer, outre le taux sans risque et le bêta du transporteur, la prime de risque du marché anticipée pour l'année témoin 2001.

Taux sans risque

Pour l'évaluation du taux sans risque, les deux groupes d'experts s'entendent, dans leur preuve respective, sur un taux de 6,0 %, et n'ont procédé à aucune mise à jour de ce taux au début de l'audience. La Régie estime approprié d'utiliser un taux de 6,0 %.

Bêta

En ce qui concerne la détermination du bêta, la Régie rappelle qu'elle avait retenu dans sa décision D-99-11 du 10 février 1999 l'approche des bêtas bruts pour l'application du modèle MÉAF :

« Selon les pièces déposées au dossier, la majorité des maisons de placement reconnues, comme Value Line, Bloomberg et autres, publient dans le cadre de leurs analyses des rendements sur les marchés des bêtas ajustés.

Par contre, cette tendance des bêtas vers 1,0 n'est pas aussi évidente pour des secteurs réglementés comme la distribution du gaz naturel. La preuve de l'ACIG permet en effet de remettre en question la pertinence d'utiliser sans réserve la théorie générale des bêta ajustés pour les entreprises réglementées. [...] »⁶⁷⁸

À la lumière des preuves qui lui ont été soumises dans le présent dossier, la Régie n'a pas trouvé de motif valable pour diverger de l'approche adoptée dans la décision D-99-11. Les experts Booth et Berkowitz de la Coalition industrielle, s'appuyant sur l'étude de Gombola et Kahl, sont d'avis que les bêtas des sociétés de services publics convergent vers leur moyenne propre et non pas vers celle du marché des capitaux dont le bêta est égal à un. La Régie retient l'approche proposée par ces derniers, soit d'établir le bêta à partir des données observées de sociétés de services publics. Telle qu'estimée par les experts de la Coalition industrielle, la moyenne des bêtas d'un échantillon de 16 sociétés de services publics canadiennes, qui inclut des compagnies de télécommunications, converge vers 0,582. Comme il a été avancé en preuve par ces mêmes experts que les risques d'investissement auxquels étaient soumises les compagnies du secteur des télécommunications étaient plus élevés que ceux du gaz et de l'électricité, il est raisonnable de conclure que la moyenne vers laquelle convergent les bêtas des compagnies du secteur du gaz et de l'électricité est inférieure à 0,582.

⁶⁷⁸ Décision D-99-11, 10 février 1999, page 46.

Comme il a été admis par Hydro-Québec que le risque d'affaires de TransÉnergie est substantiellement (« *materially* ») inférieur à celui de la moyenne des compagnies de services publics énergétiques, la Régie n'a pas été convaincue par la preuve que le transporteur fait face à un risque global de niveau moyen tel que décrit par le D^r Morin. Le risque financier n'est pas élevé au point que le risque global du transporteur atteigne le niveau de risque global moyen de l'industrie. La moyenne de l'industrie, excluant les compagnies de télécommunications, est vraisemblablement inférieure à 0,582. La Régie estime qu'il est raisonnable d'établir le bêta du transporteur à 0,53.

Prime de risque du marché

En ce qui concerne l'estimation de la prime de risque du marché attendue pour l'année témoin projetée 2001, celle-ci peut être établie, selon la Régie, en calculant une moyenne à partir des données historiques disponibles.

La moyenne géométrique est, selon la Régie, utile pour évaluer le taux de rendement constant qu'il aurait été nécessaire de réaliser annuellement, dans le but d'obtenir un rendement global donné sur une période d'investissement historique. Cette moyenne n'est toutefois pas représentative de la valeur attendue pour l'année témoin projetée. Par ailleurs, bien que la méthode de régression linéaire (OLS) soit une méthode valide sur le plan méthodologique pour estimer la prime de risque, elle est néanmoins problématique, car elle exige beaucoup de jugements qui doivent être appliqués dans le choix des intrants et le choix de la période. De plus, cette méthode est peu utilisée en réglementation.

La Régie retient l'opinion de l'expert Morin à l'effet que la moyenne arithmétique des rendements historiques est la méthode la plus appropriée pour évaluer le rendement attendu du marché dans son ensemble pour une année projetée, car elle est une mesure non biaisée de la valeur attendue d'une variable aléatoire.

Étant donné ces commentaires quant aux trois méthodes, la Régie retient la moyenne arithmétique pour calculer la prime de risque attendue du marché pour 2001. La Régie maintient donc l'approche qu'elle a établie dans sa décision D-99-11 du 10 février 1999.

En ce qui a trait à la longueur des périodes historiques utilisées pour calculer la moyenne des primes de risque, la Régie du gaz naturel, dans sa décision D-96-31, mentionnait qu'elle partageait l'opinion du D^r Morin à l'effet que l'utilisation de longues périodes permet de minimiser l'élément subjectivité et de prendre en considération le nombre le plus élevé possible de cycles économiques et de taux d'intérêt, mais qu'il fallait se questionner quant à la nécessité de reculer aussi loin que 1924 lorsque l'on considère les changements structurels

importants qui se sont produits dans l'économie canadienne depuis cette période, tant au niveau fiscal qu'en regard du taux d'endettement des gouvernements.

Les experts Booth et Berkowitz font valoir que ces changements structurels et la qualité moindre des données pour les périodes plus éloignées (période pré-1957) justifient de s'en tenir à des périodes plus récentes.

La Régie considère que l'utilisation de longues périodes doit être privilégiée. La loi des grands nombres stipule que plus la taille d'un échantillon est grande, plus l'estimateur (la moyenne arithmétique) de l'espérance mathématique d'une variable aléatoire convergera en probabilité vers cette espérance. La notion de taille de l'échantillon se traduit ici par la longueur de la période historique utilisée. La Régie estime cependant pertinent que soit utilisée l'étude de Hatch-White qui porte sur la période allant de 1950 à 1999, considérant la mise à jour apportée par le D^r Morin en audience publique. Un certain poids est ainsi donné aux études portant sur des périodes plus courtes.

Prenant comme base de raisonnement les différentes estimations de prime de risque du marché fournies par le D^r Morin, la Régie tient également compte de la récente étude canadienne de la prime de risque du marché de Ibbotson et Associés dans son appréciation de la prime de risque du marché attendue pour 2001.

Enfin, concernant la question spécifique du pourcentage à accorder entre les études canadiennes et américaines retenue par la Régie dans sa décision D-99-150 rendue le 20 août 1999, en accordant une pondération de 40 % aux données d'études américaines, la Régie constate que dans le présent dossier, aucun élément nouveau n'a été présenté en preuve à ce sujet. La Régie considère opportun d'inclure les données américaines dans son estimation de la prime de risque du marché. Pour ces motifs susmentionnés, la Régie décide de maintenir la pondération qui a été édictée par cette dernière décision.

En considération de l'ensemble de la preuve, des estimations faites à l'aide de la moyenne arithmétique, de la préférence accordée aux longues périodes, de la pondération 60:40 pour les données canadiennes et américaines respectivement, du différentiel entre la prime de risque du marché au Canada et aux États-Unis, la Régie établit la prime de risque du marché attendue pour 2001 à 6,44 %.

La Régie considère, dans les circonstances, qu'un taux de rendement sur l'avoir propre de 9,66 % représente un taux raisonnable. La Régie évalue ainsi la prime de risque implicite à TransÉnergie à 3,66 % par rapport au taux des obligations à long terme mis en preuve et accorde un taux de rendement sur la base de tarification de TransÉnergie de 9,72 %.

Tenant compte de la proportion d'avoir propre dans la structure de capital, soit 30 %, la prime de risque de 3,66 % équivaut à environ 150 M\$. La Régie considère que cette prime de risque est raisonnable en considération du risque financier provenant de la structure de capital et des autres risques décrits à la section 4.4.1.2.

ANNEXE 7

Synthèse des calculs			
	Hydro-Québec	Coalition industrielle	Régie
Structure de capital (w_D, w_{AP})	30 % Avoir propre 70 % Dette	30 % Avoir propre 70 % Dette	30 % Avoir propre 70 % Dette
Coût de la dette (K_D)	9,75%	N/A	9,75%
Taux de rendement sur l'avoir propre (K_{AP}) Taux sans risque = R_F bêta Prime de risque du marché = ($R_M - R_F$)	 6,00% 0,65 (ajusté) 6,6 %	 6,00% 0,50 (brut) 4,5 %	 6,00% 0,53 (brut) 6,44 %
Prime de risque de TransÉnergie = ($R_{TÉ} - R_F$) Taux de rendement sur l'avoir propre $K_{AP} = R_F + (R_{TÉ} - R_F)$	 4,6 % 10,6 %	 2,25 % 8,25 %	 3,66 % 9,66 %
Taux de rendement sur base de tarification (K) = $w_D \cdot K_D + w_{AP} \cdot K_{AP}$	10,005 %	N/A	9,72 %

Le taux de rendement sur la base de tarification du transporteur est représenté par le coût moyen en capital pour l'année témoin projetée 2001.⁶⁷⁹ Ce coût moyen en capital (« *weighted average cost of capital* ») est la pondération (ω_{dette} et $\omega_{avoir\ propre}$) entre le coût de la dette (K_{dette}) et le taux de rendement sur l'avoir propre ($K_{avoir\ propre}$), paramètres qui seront abordés plus loin. La pondération est celle donnée par la structure de capital du transporteur que la Régie lui accordera.

La formule est la suivante :

$$K_{\text{base de tarification}} = \omega_{dette} \cdot K_{dette} + \omega_{avoir\ propre} \cdot K_{avoir\ propre}$$

⁶⁷⁹ HQT-8, document 1, page 42.

4.4.4. LE COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

4.4.4.1 Position des parties

Le transporteur demande à la Régie l'approbation d'un coût en capital prospectif de 8,4 % pour l'évaluation de ses projets d'investissements au cours de l'année témoin projetée 2001.⁶⁸⁰

Selon le transporteur, le taux d'actualisation nominal est équivalent, aux fins de la présente cause, au coût en capital prospectif.⁶⁸¹ Ce taux est établi en fonction d'un taux de capitalisation de 30 %, d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 10,6 % et d'un coût prospectif de la dette de 7,4 % (incluant les frais de garantie).⁶⁸²

Le coût prospectif de la dette de 7,4 % est la somme de l'intérêt qu'Hydro-Québec prévoit payer, en moyenne, sur ses nouvelles émissions de dette, soit 6,84 %, des frais d'émission de 0,1 % et des frais de garantie de 0,5 %. Le taux de 6,84 % prévu par Hydro-Québec est la moyenne pondérée de 75 % de dette à long terme au Canada (obligations 30 ans à 6,9 %) et de 25 % de dette à court terme, soit 9 % de dette à court terme au Canada (acceptations bancaires canadiennes 3 mois à 6,14 %) et 16 % de dette à court terme contractée en dollars US (taux LIBOR américain 3 mois à 6,93 %).⁶⁸³

L'ACEF de Québec considère que le coût en capital prospectif devrait correspondre au taux nominal d'actualisation et servir à évaluer la rentabilité à long terme des investissements. De plus, l'intervenante affirme qu'Hydro-Québec utilise ce taux, dans les formules, comme un taux réel, en omettant d'indexer à l'inflation les revenus et dépenses, alors qu'en réalité le taux serait obtenu par pondération du taux d'intérêt nominal et du rendement nominal sur l'avoir propre. Pour l'intervenante, Hydro-Québec devrait utiliser un taux d'actualisation sociale correspondant au taux d'emprunt sans risque, sans ajouter de rendement sur l'avoir propre, dans le cas de l'évaluation de la rentabilité des investissements visant les clientèles réglementées, s'il y a lieu.⁶⁸⁴

⁶⁸⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 89.

⁶⁸¹ HQT-13, document 1, page 82.

⁶⁸² HQT-10, document 1, page 40.

⁶⁸³ HQT-13, document 1, page 82.

⁶⁸⁴ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 53.

4.4.4.2 Opinion de la Régie

Selon la Régie, il est nécessaire, pour juger de l'opportunité ou non d'autoriser un projet, d'en évaluer les impacts financiers et tarifaires, tel que prévu au Règlement pris en vertu de l'article 73 de la Loi. Comme les investissements seront effectués dans le futur, le financement des installations requises sera effectué, le cas échéant, selon les conditions qui prévaudront à ce moment sur les marchés financiers. En conséquence, la Régie considère raisonnable de permettre l'utilisation par le transporteur d'un coût en capital prospectif aux fins d'évaluation de la rentabilité des projets et de leur effet sur les tarifs. La Régie accepte la proposition à l'effet que le coût en capital prospectif soit égal à la moyenne pondérée du coût prospectif de la dette et du coût de l'avoir propre.

La structure de capital présumée de TransÉnergie comprenant 30 % d'avoir propre devrait être celle utilisée comme structure de financement moyenne pour les nouveaux projets, puisqu'il est raisonnable d'anticiper que le risque des nouveaux projets de transport sera comparable à celui des actifs en place. La même logique se transpose également pour ce qui est du risque pris en compte dans la détermination du coût de l'avoir propre.

Pour l'année 2001, le coût prospectif de la dette comprend, entre autres, le taux d'intérêt de 6,84 % que prévoit Hydro-Québec pour ses nouvelles émissions d'obligations sur le marché canadien. Le taux de 6,84 % proposé résulte de l'hypothèse de la composition générique du programme de financement de 75 % de dette à long terme et de 25 % de dette à court terme amené en preuve par Hydro-Québec. Cette composition repose sur un modèle d'estimation développé par Hydro-Québec pour déterminer la structure optimale de sa dette.

Par ailleurs, la Régie rejette la proposition d'utiliser, pour les nouveaux projets, un taux d'actualisation social tel que défini par l'ACEF de Québec dans son mémoire. La Régie note que cette proposition n'a pas été appuyée par une preuve d'expert. La structure retenue pour le taux de rendement sur la base de tarification repose sur une moyenne pondérée du coût de la dette et du coût de l'avoir propre. Le coût de l'avoir propre a été établi par la Régie sur la base du principe du coût d'opportunité. Ce principe s'applique tout autant pour l'examen des nouveaux projets.

La méthodologie proposée n'ayant pas été remise en question par les autres intervenants, et la capacité d'Hydro-Québec à déterminer des portefeuilles efficaces de dette n'ayant pas été contestée, la Régie accepte la méthodologie de détermination du coût en capital prospectif proposée par Hydro-Québec. Ainsi, pour l'année témoin projetée 2001, avec les paramètres déterminées dans les sections précédentes, le coût en capital prospectif applicable à l'évaluation de la rentabilité des investissements futurs de TransÉnergie est de 8,08 %.

5. ALLOCATION DES COÛTS

5.1. DETERMINATION DU REVENU REQUIS RESIDUEL

5.1.1. POSITION DES PARTIES

Le transporteur propose que les revenus des ventes à court terme soient exclus du calcul des tarifs des clients utilisant un service ferme à long terme puisqu'ils permettent de réduire les coûts assumés par l'ensemble de cette clientèle.⁶⁸⁵

Selon le transporteur, les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau. Dans le but de réduire les coûts imputables aux clients des services de transport à long terme, le transporteur optimise la capacité disponible sur le réseau au moyen de ventes à court terme.⁶⁸⁶

Le transporteur définit la capacité disponible pour effectuer les transactions à court terme comme la capacité restante après la satisfaction des besoins des clients de charge locale d'abord, et ensuite, de ceux des autres clients en service ferme annuel (réseau intégré et point à point).⁶⁸⁷

Le transporteur ne planifie, ni ne construit pour le court terme, qu'il soit ferme ou non ferme.⁶⁸⁸

Le transporteur affirme que l'approche utilisée dans sa proposition est utilisée par d'autres compagnies telles que BC Hydro, Central Vermont, NEPOOL et Bangor.⁶⁸⁹

En conséquence, il est proposé que les revenus prévus des ventes à court terme soient soustraits des revenus requis totaux de transport imputables à l'ensemble des clients utilisant un service de transport à long terme.⁶⁹⁰

Énergie NB appuie la demande d'Hydro-Québec à l'effet que les revenus prévus des ventes à court terme viennent réduire les coûts imputables aux services à long terme, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.⁶⁹¹

⁶⁸⁵ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁶ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁷ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁸⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

⁶⁸⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

⁶⁹⁰ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁹¹ Argumentation de Énergie NB, page 52.

Le RNCREQ compare la proposition du transporteur à la méthodologie retenue par la FERC contenue dans son Ordonnance 888 et reprise dans le Règlement 659 en vigueur. Selon le RNCREQ, les revenus requis résiduels servant à la détermination des revenus à récupérer sont calculés dans ledit règlement, en déduisant du revenu requis total les revenus des ventes non fermes, et non pas ceux des ventes à court terme du service de point à point.⁶⁹² Le RNCREQ soutient par ailleurs que le revenu requis total de 2 685 M\$ au lieu de 2 385 M\$ serait à récupérer auprès de l'ensemble des services de transport et à inscrire à l'appendice H.⁶⁹³ À cet égard, les experts recommandent de traiter les réservations non fermes comme équivalentes aux réservations fermes de point à point, étant donné l'absence de congestion sur le réseau.⁶⁹⁴

5.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie retient que, selon la preuve du transporteur, les transactions à court terme sont effectuées aux fins d'optimisation du réseau. Dans la mesure où le réseau de transport est conçu pour satisfaire les besoins fermes à long terme, il apparaît logique, en conséquence, de ne pas inclure les besoins à court terme dans ceux du service de point à point aux fins d'allocation des coûts et d'établissement des tarifs.

La Régie observe que le traitement des revenus des transactions à court terme proposé par le transporteur a été retenu dans d'autres juridictions nord-américaines et pratiquées par d'autres compagnies d'électricité.⁶⁹⁵ La Régie considère raisonnable de traiter les revenus des ventes à court terme comme des excédents à déduire du revenu requis total afin d'obtenir le revenu requis résiduel qui sera réparti entre les services de transport à long terme.

La Régie accepte la proposition du transporteur quant au mode de détermination du revenu requis résiduel et accepte de baser le calcul des tarifs de transport d'Hydro-Québec sur ce revenu requis résiduel.

⁶⁹² RNCREQ-18, 7 février 2001, page 41.

⁶⁹³ RNCREQ-18, 7 février 2001, page 45.

⁶⁹⁴ RNCREQ-18, page 46.

⁶⁹⁵ NS, volume 19, page 67; Argumentation d'Hydro-Québec, page 144.

5.2. ESTIMATION DES REVENUS DES VENTES À COURT TERME

5.2.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose que la prévision des revenus des ventes à court terme soit établie selon la moyenne des revenus réalisés au cours des années antérieures et selon une période suffisamment longue pour être représentative.⁶⁹⁶ Le transporteur justifie cette position par le fait que des fluctuations relativement importantes des transactions à court terme peuvent se produire.⁶⁹⁷

Selon le transporteur, cette approche, basée sur l'historique, permet de capter les tendances dans l'évolution des ventes à court terme tout en minimisant l'impact des conditions changeantes reliées aux prix de l'énergie sur les marchés externes.⁶⁹⁸

Le transporteur précise que les chiffres actuellement disponibles couvrent la période de mai 1997 à juin 2000 inclusivement, soit une période de trois ans. Pour l'année 2001, la prévision des revenus des ventes à court terme correspond à la moyenne des revenus pour cette période, corrigés pour un taux de pertes uniforme de 5,2 %.⁶⁹⁹

Le transporteur estime à 11,2 M\$ les revenus des ventes à court terme prévus pour 2001. Les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs correspondent alors à 2 674 M\$.⁷⁰⁰

Le transporteur note que :

*« aucune prévision mensuelle n'est effectuée pour les ventes à court terme mais, en raison des données réelles des 6 premiers mois de 2000 (4,9 M\$, incluant les pertes), estime que les revenus des ventes à court terme pourraient atteindre 10 M\$. »*⁷⁰¹

Le transporteur est d'avis que l'utilisation de la moyenne des revenus des ventes à court terme des années antérieures comme prévision des ventes à court terme pour l'année 2001 est une approche conservatrice.⁷⁰²

Selon le transporteur, comme il existe une forte corrélation entre le niveau de réservations annuelles et l'utilisation des services de point à point à court terme, il est raisonnable de

⁶⁹⁶ HQT-10, document 1, pages 14 et 15.

⁶⁹⁷ HQT-10, document 1, page 15.

⁶⁹⁸ HQT-10, document 1, page 16.

⁶⁹⁹ HQT-10, document 1, page 16.

⁷⁰⁰ HQT-10, document 1, page 16.

⁷⁰¹ HQT-13, document 1, page 96.

⁷⁰² HQT-13, document 1, page 135.

croire que les ventes à court terme en 2001 pourraient atteindre un niveau semblable à celui atteint en 2000 qui se chiffrent à 10 M\$. Ce montant est estimé en projetant sur toute l'année les revenus réels des six premiers mois de 2000, compte tenu du fait que le niveau des observations annuelles prévues pour 2001 est comparable à celui des réservations des six premiers mois de l'année 2000.⁷⁰³

Par ailleurs, le transporteur fait savoir que les revenus réels des ventes à court terme s'élevaient à 16 M\$ pour l'année 2000.⁷⁰⁴

En réponse au contre-interrogatoire d'OPG, le transporteur indique qu'il n'y a pas eu de changement structurel qui empêche le genre d'extrapolation utilisé dans sa prévision des revenus des ventes à court terme.⁷⁰⁵ Cependant, selon le transporteur, cette prévision suppose le maintien de la structure actuelle des tarifs marquée par un encouragement à l'utilisation des tarifs de plus long terme.⁷⁰⁶

Selon le transporteur, l'historique de revenus utilisés dans la méthode d'estimation des revenus des ventes à court terme pour 2001 inclut les rabais pratiqués pendant la période sur les services de point à point à court terme.⁷⁰⁷ Hydro-Québec indique également qu'aucun rabais n'est appliqué sur les services à court terme depuis juin 2000 environ, et qu'aucun rabais n'est prévu pour les deux à cinq ans à venir.⁷⁰⁸

En audience, le transporteur précise que les prévisions des revenus des ventes à court terme de 2001 ont été révisées à 17 M\$, pour des fins internes et non pour des fins réglementaires. Cette révision tient compte des revenus réels des ventes à court terme qui ont totalisé 16,4 M\$ pour les quatre premiers mois de l'année de réservations 2001. Le transporteur explique l'importance de ce montant (16,4 M\$) par un événement à caractère exceptionnel ayant engendré une sollicitation plus forte que prévue sur les marchés de l'exportation.⁷⁰⁹ Selon le transporteur, bien que l'écart entre les données réelles et les prévisions puisse paraître important, il faut tenir compte que les revenus prévus de 11 M\$ représentent à peine 0,4 % du revenu requis total de 2,685 M\$. Un écart à ce chapitre est donc peu significatif dans l'ensemble.⁷¹⁰

⁷⁰³ HQT-13, document 1, page 135.

⁷⁰⁴ HQT-5, document 5.2.1, page 2.

⁷⁰⁵ NS, 17 mai 2001, volume 21, page 101.

⁷⁰⁶ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 35.

⁷⁰⁷ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 324.

⁷⁰⁸ HQT-4, document 1.1, page 10; NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 38 et 39.

⁷⁰⁹ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 33 et 42.

⁷¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 168.

L'ACEF de Québec considère subjective et partielle l'opinion selon laquelle il n'y aurait pas lieu de corriger les revenus du service de point à point à court terme étant donné qu'ils demeurent peu significatifs.⁷¹¹

OC reconnaît l'aspect relativement peu significatif de cet écart.⁷¹²

Le RNCREQ considère que la méthode proposée par le transporteur est de loin moins équitable que la méthodologie prévue au règlement déjà en vigueur.

Selon l'intervenant, la proposition d'Hydro-Québec réduirait le coût de service en fonction des prévisions des revenus des ventes de point à point (ferme et non ferme, à court et à long terme) plutôt qu'en fonction du volume des réservations.⁷¹³ Ce choix de méthodologie garantirait à Hydro-Québec un trop-perçu, considérant les rabais exagérés qui avaient été consentis par le passé.⁷¹⁴ Le RNCREQ réfère à l'affirmation du transporteur à l'effet que, pour l'avenir prévisible, il n'entend offrir aucun rabais sur les tarifs de point à point et conclut que le prix moyen du transport en 2001 serait presque quatre fois plus élevé que le prix sur lequel les prévisions avaient été faites.⁷¹⁵ Le RNCREQ indique que si aucun rabais n'avait eu lieu, les revenus moyens du service de point à point de court terme pour les années 1997-2000 auraient été de 51,8 M\$ au lieu de 10,4 M\$. Si les rabais moyens avaient été de 20 %, les revenus moyens se seraient chiffrés à 41,4 M\$.⁷¹⁶

5.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie approuve les principes de la méthode proposée par le transporteur pour estimer les revenus des ventes à court terme. Bien qu'on puisse supposer qu'une approche désagrégée, projetant indépendamment les quantités et les prix, serait plus rigoureuse, l'approche de projeter directement les revenus est acceptable dans le contexte volatil du marché à court terme, car elle capte partiellement la corrélation entre les quantités et les prix. Ainsi, l'approche minimise l'impact sur les tarifs des conditions changeantes reliées aux prix de l'électricité sur les marchés externes. La Régie est d'avis que la facture pour la charge locale ne doit pas dépendre substantiellement de la volatilité des prix sur les marchés externes et que c'est à l'actionnaire, et non à la charge locale, d'assumer le risque.

⁷¹¹ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 37.

⁷¹² NS, 29 mai 2001, volume 28, page 189.

⁷¹³ Argumentation du RNCREQ, page 99.

⁷¹⁴ Argumentation du RNCREQ, page 100.

⁷¹⁵ Argumentation du RNCREQ, page 99.

⁷¹⁶ Argumentation du RNCREQ, page 114.

Il est aussi avantageux, pour favoriser la stabilité des tarifs, d'utiliser la moyenne au cours des années antérieures calculée sur une période suffisamment longue pour être représentative. Cette période devrait être d'un minimum de trois ans, période utilisée par le transporteur dans le dossier actuel.

Cependant, tout en acceptant les principes de l'approche proposée par le transporteur, la Régie juge qu'il n'est pas raisonnable d'appliquer cette approche telle quelle pour 2001. Pendant trois ans, soit de mai 1997 à juin 2000, les rabais étaient à la totale discrétion d'Hydro-Québec et étaient très élevés, 80 % en moyenne⁷¹⁷, alors que, selon le témoignage du transporteur, aucun rabais n'était prévu durant 2001. En conséquence, selon la Régie, la prévision de 11,2 M\$ de revenus pour 2001, tel que proposé par le transporteur, est sous-évaluée.

Selon la Régie, à l'avenir, la prévision des revenus des ventes à court terme devrait tenir compte de la politique de rabais envisagée dans la présente décision.

La Régie note que durant l'an 2000, Hydro-Québec a accordé des rabais élevés pendant six mois, mais aucun rabais pendant le deuxième semestre.

Pour les fins de la présente cause, la Régie juge que les revenus réels de l'an 2000, soit 16 M\$, peuvent servir comme proxy raisonnable pour les revenus de 2001, et demande au transporteur de calculer les tarifs en conséquence.

La Régie retient 16 M\$ à titre d'estimation des revenus des ventes à court terme pour 2001.

⁷¹⁷ Selon les chiffres contenus dans HQT-10, document 1.3, page 2.

5.3. MÉTHODOLOGIE D'ALLOCATION DES COÛTS

5.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose d'établir ses tarifs à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport.⁷¹⁸

Selon le transporteur, les revenus requis de transport devraient être considérés comme un tout à récupérer de l'ensemble des utilisateurs de transport. Cette approche est cohérente avec l'article 164.1 de la Loi qui inclut l'ensemble des équipements de transport dans la base de tarification du transporteur et qui, de ce fait, reconnaît l'intégralité du réseau de transport.⁷¹⁹

La répartition du coût de service de transport doit tenir compte des caractéristiques propres au réseau de transport. En vertu de ses obligations, le transporteur doit répondre de façon fiable aux besoins de la charge locale. La planification de même que l'exploitation du réseau de transport sont effectuées pour répondre à cette exigence. Ainsi, le réseau comprend tous les actifs de transport reliés à la fiabilité et à la sécurité d'approvisionnement du réseau. Ceci inclut notamment les interconnexions, même en l'absence d'exportation. Les dépenses et les investissements étant engagés pour la charge locale, il va de soi que la responsabilité ultime d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge locale qui bénéficient de l'ensemble du réseau du transporteur. Toutefois, le transporteur peut, par la commercialisation des excédents de capacité, réduire la part du coût de service assumée par les clients de charge locale. Le coût que la charge locale aura véritablement à supporter est directement relié à la quantité d'excédents que le transporteur aura réussi à commercialiser.⁷²⁰

Allocation des coûts en puissance et en énergie

Le transporteur propose que l'ensemble des coûts de son réseau soient alloués à la puissance.

Le transporteur mentionne qu'en théorie, les coûts pourraient être répartis en trois composantes : puissance, énergie et abonnement :

« La composante puissance : correspond généralement aux coûts d'investissement et d'entretien des équipements de transport mis en place afin de répondre à la demande de pointe (kW). Ces coûts sont directement fonction de la capacité installée du réseau. »

⁷¹⁸ HQT-10, document 1, page 7.

⁷¹⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 129.

⁷²⁰ HQT-10, document 1, page 9.

La composante énergie : correspond généralement aux coûts qui fluctuent en fonction de la consommation d'électricité (kWh) et du moment de cette consommation (heures de pointe, heures pleines, heures creuses).

La composante abonnement : correspond aux coûts qui sont directement liés au nombre de clients. Ces coûts comprennent généralement les frais relatifs à la facturation, à la gestion des dossiers clients, à l'encaissement, au recouvrement et au mesurage. »⁷²¹

Selon le transporteur :

« La presque totalité des coûts associés au réseau de transport est considérée comme reliée à la puissance, et l'allocation de l'ensemble des coûts du réseau de transport en puissance traduit cette réalité. »⁷²²

Le transporteur justifie sa position par le fait que les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la demande de pointe et c'est pour répondre à cette demande que sont effectués les dépenses et les investissements sur le réseau.⁷²³ La méthode retenue devrait refléter la planification du réseau de transport.⁷²⁴ Le témoin de la demanderesse précise à cet égard :

« Un réseau, ce n'est pas conçu selon un concept d'énergie produite. Effectivement, on transporte de l'énergie, ça fait que toutes les contraintes liées à la conception du réseau sont toutes sur une base de puissance et c'est la puissance qui sert à la conception et à l'exploitation d'un réseau. »⁷²⁵

Selon le transporteur, les coûts variables représentent une très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur et ne justifient pas une composante énergie dans le coût de transport⁷²⁶ :

« Si des coûts devaient être associés à la composante énergie, ils devraient correspondre aux coûts variables associés à l'utilisation du réseau de transport, c'est-à-dire les coûts additionnels que le transporteur doit assumer pour effectuer une transaction supplémentaire. Ces coûts représentent une très faible proportion des charges d'exploitation du transporteur: ils pourraient correspondre, par exemple, à la rémunération des employés du Centre de conduite du réseau et de OASIS qui réalisent les transactions. »⁷²⁷

⁷²¹ HQT-10, document 1, page 11.

⁷²² HQT-10, document 1, page 11.

⁷²³ HQT-10, document 1, page 11.

⁷²⁴ HQT-10, document 1.7, page 5.

⁷²⁵ NS, 12 avril 2001, volume 8, page 94.

⁷²⁶ HQT-10, document 1, page 13; HQT-10, document 1.7, page 4.

⁷²⁷ HQT-10, document 1, page 13.

Enfin, le transporteur mentionne que les coûts d'abonnement associés aux clients du transporteur représentent une part si minime de leur facture que l'application de frais spécifiques d'abonnement n'aurait pas d'impact sur les tarifs de transport.⁷²⁸

Allocation des coûts entre les services de transport

Le transporteur demande à la Régie d'établir le tarif de transport sur la base de la pointe annuelle.⁷²⁹ Selon le transporteur, un tarif établi sur la base de la pointe annuelle (1-CP) représente la méthodologie la plus appropriée au contexte québécois.⁷³⁰

Selon le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, la méthode 1-CP est adaptée à la planification du réseau du transporteur. Selon l'expert, la FERC reconnaît que l'utilisation de la 12-CP n'est pas indiquée pour les systèmes planifiés sur cette base :⁷³¹

*« In general, the 12-CP method is best suited for transmission systems that are planned to meet each of the twelve monthly peak demands. However, Hydro-Québec plans its system for its single winter peak. Hence, for annual service (Network Integration and long term Point-to-Point), the costs of service are more closely reflected in rates if the 1-CP method is used. For utilities that plan their systems to meet their annual peak, FERC has acknowledged that the 12-CP method is not as appropriate as the use of 1-CP and has stated a willingness to accept alternative allocation proposals. »*⁷³²

Le transporteur mentionne que cette position est d'ailleurs partagée par l'APPA.⁷³³

Pour valider l'utilisation de la 1-CP eu égard à l'importance relative de la demande de pointe, le transporteur recourt à trois tests de la FERC. Selon le transporteur, les résultats de ces trois tests appliqués à la prévision pour 2001 des besoins en puissance de la charge locale confirment que la méthode «1-CP» est appropriée pour le réseau du transporteur.⁷³⁴ Le transporteur en arrive à la même conclusion en appliquant ces tests aux profils du réseau des années 1999 et 2000.⁷³⁵

Selon le transporteur, certaines compagnies américaines qui planifient leur réseau sur la base de la pointe annuelle comme TransÉnergie ont opté d'établir leurs tarifs sur la base de la

⁷²⁸ HQT-10, document 1, page 14.

⁷²⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 135.

⁷³⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 140.

⁷³¹ HQT-10, document 4, pages 13 et 14.

⁷³² HQT-10, document 4, page 14.

⁷³³ HQT-10, document 1.7, page 39.

⁷³⁴ HQT-10, document 1.7, pages 6 et 7.

⁷³⁵ HQT-10, document 1.7.8.

pointe annuelle (1-CP) comme le permet la FERC. Il cite à cet effet des exemples de compagnies américaines comme Central Vermont, Duke Power, Northern Indiana et PJM.⁷³⁶

Le transporteur a considéré la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes mensuelles (12-CP) comme alternative possible en matière d'allocation des coûts.⁷³⁷ Cependant, cette méthode, appliquée à un réseau marqué par une forte demande de pointe, constituerait un signal de prix inefficace et ne reflèterait pas la valeur du service. Cette méthode serait inéquitable pour les clients.

*« C'est une méthode qui, appliquée à un réseau qui devrait être 1 CP, donne un signal de prix inefficace puisque ça ne reflète pas la valeur du service. Ainsi, les déplacements de charges vers les mois de pointe n'entraîneraient aucune hausse de facture. Et l'inverse est vrai; les déplacements de charges des mois de pointe vers les mois hors pointe ne montreraient aucune baisse de facture ».*⁷³⁸

*« L'utilisation d'une 12 CP pour un réseau qui planifie selon une pointe annuelle ne serait pas équitable pour les clients, parce qu'une 12 CP a tendance à répartir les coûts dans le temps, donc, de diluer, aurait comme conséquence de diluer les coûts pour un client qui contribue fortement à la pointe, c'est-à-dire que les autres clients devraient payer la différence 12-CP. »*⁷³⁹

Lors de sa présentation en audience, le transporteur fait une évaluation de l'impact de différentes approches sur les revenus et les tarifs annuels de point à point à long terme.

METHODES	Revenus (M\$)	Tarifs (\$/kW)
12-CP	370	96,30
Selon les facteurs d'utilisation (FU)	329	85,59
1-CP	289	75,18
25 % de rabais	217	56,39
Rabais de transformation HT/MT	191	49,62
Selon le coût marginal à court terme	34	1\$/MW/heure

Le transporteur précise enfin que le choix de la méthode d'établissement des tarifs de transport ne contraint pas la Régie à faire le même choix de méthode pour répartir les coûts de transport au niveau des catégories tarifaires, aux fins d'établissement des tarifs du distributeur, même si, selon lui, par cohérence, un même choix serait approprié.⁷⁴⁰

⁷³⁶ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 63 et 117; Argumentation d'Hydro-Québec, page 140.

⁷³⁷ HQT-10, document 1.7, page 5.

⁷³⁸ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 64.

⁷³⁹ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 64.

⁷⁴⁰ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 119 à 121.

Allocation des coûts par fonction

Le transporteur s'oppose à une allocation des coûts par fonction, de par la nature de son réseau et le manque de cohérence d'une telle allocation des coûts avec la planification, la conception et l'exploitation de son réseau.⁷⁴¹

Selon le transporteur :

*« La preuve révèle que les équipements de transport contenus à l'intérieur des frontières forment un tout indivisible, le réseau ayant été, au fil des ans, conçu et planifié de façon intégré [...]. Divers exemples cités en cours d'audiences démontrent clairement que le réseau de transport [...] est exploité de façon intégrée ».*⁷⁴²

Le transporteur mentionne de plus que :

*« chaque élément de réseau, qu'il soit utilisé ou non de façon directe par une clientèle spécifique, contribue à l'opération économique et fiable de l'ensemble du réseau de transport. »*⁷⁴³

Le transporteur souligne de plus la particularité des caractéristiques techniques de son réseau dont les grandes lignes à 735 kV requises par l'éloignement de la production hydraulique.

*« [...] Cet éloignement des ressources hydrauliques a contribué non seulement à l'ampleur et à l'étendue du réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec, mais aussi à la particularité de ses caractéristiques techniques. La majorité des grandes lignes de transport ont été conçues à 735 kV, pour un climat froid et rigoureux, et complétées par des nombreux équipements de protection et de fiabilité. »*⁷⁴⁴

Le transporteur indique également que :

*« [...] ce choix d'une filière hydroélectrique a eu pour conséquence la construction d'interconnexions avec les réseaux voisins pour pallier les risques liés à l'hydraulicité ainsi que la demande de pointe et sécuriser l'approvisionnement des clients québécois, tant en énergie qu'en puissance. »*⁷⁴⁵

Le transporteur estime que la séparation du réseau de transport par fonction pourrait, à bien des égards, faire l'objet de discussions et d'argumentations quant à la nature des fonctions et des équipements qui devraient se retrouver dans chacune de ces fonctions.⁷⁴⁶

⁷⁴¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 130.

⁷⁴² Argumentation d'Hydro-Québec, page 55.

⁷⁴³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 129.

⁷⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 7 et 8.

⁷⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 8.

⁷⁴⁶ HQT-10, document 2, page 2.

« Par exemple, les investissements relatifs à la compensation série pour le renforcement du réseau se retrouvent dans les coûts des postes de transformation. Une alternative à ces investissements aurait été l'ajout de lignes de transport. De plus, une affectation par fonction des différents services nécessite à notre avis une séparation plus détaillée dans certains cas pour s'assurer que les coûts traduisent bien la relation de causalité en fonction de l'utilisation des équipements. »⁷⁴⁷

Par ailleurs, le transporteur considère qu'une allocation des coûts par fonction ne produirait aucun gain en efficacité, de par la nature centralisée du marché québécois qui assure une répartition efficace des ressources à moindre coût. Une telle allocation engendrerait un accroissement des coûts pour la clientèle existante et un alourdissement de la réglementation.⁷⁴⁸

En outre, l'évolution des marchés pourrait également changer la vocation actuelle de certains équipements de transport et remettre en question une éventuelle méthode d'allocation des coûts par fonction et contribuer à l'alourdissement du processus réglementaire.⁷⁴⁹

La « fonctionnalisation » des coûts constituerait également, pour le transporteur :

« une façon détournée de faire ce que la Loi interdit de faire directement, c'est-à-dire d'exclure certains actifs de la base de tarification du transporteur et pourrait éventuellement entraîner une modification à la hausse des tarifs de fourniture déjà établis par le législateur et que doit assurer la charge locale. »⁷⁵⁰

Le transporteur plaide enfin l'impact que pourrait avoir une éventuelle allocation des coûts par fonction sur les tarifs de fourniture fixés par le législateur.

« À cet égard, la Loi sur la Régie de l'énergie fixe déjà les tarifs de fourniture par catégorie tarifaire en considérant la définition du réseau de transport et un coût de 2,79 ¢/kWh. Attribuer à la production des coûts additionnels associés au transport reviendrait à transférer au gouvernement une facture résultant du manque à gagner du producteur et pourrait éventuellement entraîner une modification à la hausse des tarifs de fourniture déjà établis par le législateur et que doit assumer la charge locale. »⁷⁵¹

⁷⁴⁷ HQT-10, document 2, page 2.

⁷⁴⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 130.

⁷⁴⁹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 133.

⁷⁵⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 134.

⁷⁵¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 135.

Les coûts par fonction

Le transporteur fournit, comme demandé par la Régie dans la décision D-2000-102, les coûts par fonction.

	<u>Coûts 2001</u>	<u>Immobilisations nettes</u> <u>au 31-12-99</u>
	<u>M\$</u>	<u>M\$</u>
- les postes de départ ;	153	907
- le transport très haute tension (735 kV et 765 kV);	1 037	6 141
- le transport 450 kV (RMCC);	147	871
- les interconnexions;	239	1 420
- la transformation très haute tension / haute tension (44 kV à 315 kV);	115	683
- le transport haute tension (44 à 315 kV);	278	1 651
- la transformation haute tension / moyenne tension (25 kV);	260	1 541
- les raccordements à des clients spécifiques et aux clients du tarif L;	44	258
- le Centre de conduite du réseau (CCR) et centres de téléconduite (CTC);	23	136
- la fonction Soutien. ⁷⁵²	377	490
TOTAL	2 674	14 097

À l'exception des charges de services partagés et des frais corporatifs directement alloués à la fonction Soutien, le transporteur a effectué la répartition globale des coûts par fonction au prorata de la valeur nette des immobilisations au 31/12/1999.

« Notre calcul repose sur l'utilisation de la valeur nette des immobilisations comme critère d'allocation. Il se justifie principalement par le fait que la majorité des coûts (frais financiers et amortissement) sont directement reliés aux immobilisations. Une exception à cette règle s'applique pour les charges de services partagés (facturation interne) et les frais corporatifs, qui ont été directement alloués à la fonction "Soutien". »⁷⁵³

Selon le transporteur, le système comptable ne permet pas d'attribuer directement les charges reliées aux différentes fonctions, ni d'avoir une prévision détaillée pour chaque élément d'actif.⁷⁵⁴

⁷⁵² HQT-10, document 2, page 3.

⁷⁵³ HQT-10, document 2, pages 2 et 3.

⁷⁵⁴ HQT-10, document 2, page 2.

Le transporteur décrit le rôle de certaines catégories d'équipements associés à certaines fonctions identifiées.⁷⁵⁵

Les postes de départ servent à élever la tension afin de minimiser le nombre de lignes de transport et les pertes le long de celles-ci. Leur raison d'être est étroitement liée à l'efficacité et à la performance du réseau de transport dans son ensemble en ce qu'ils permettent de réduire le coût global de transport au Québec.⁷⁵⁶

Les équipements de transport à très haute tension servent à acheminer l'électricité des zones de production vers les réseaux régionaux et les interconnexions avec les réseaux voisins. Ils sont constitués de postes de transformation et de lignes à courant alternatif dont la tension est de 735 kV et 765 kV.⁷⁵⁷

Pour ce qui est des transformateurs de tension, le transporteur juge que ceux-ci sont essentiels au bon fonctionnement du réseau et assurent la fiabilité et la sécurité de la desserte de la charge locale.⁷⁵⁸

Quant aux interconnexions et à la ligne à courant continu (CC), le transporteur estime que ces équipements sont nécessaires aux besoins québécois et font partie du réseau intégré d'Hydro-Québec. Les interconnexions procurent des avantages à la charge locale, notamment par leur rôle essentiel dans l'alimentation et la sécurisation des besoins québécois.⁷⁵⁹

Concernant la ligne à courant continu, le transporteur indique que la liaison Radisson-Nicolet a été planifiée pour répondre aux besoins internes du Québec tout en permettant de tirer profit des occasions d'affaires sur les marchés américains. Elle remplace en effet un projet à 735 kV qui aurait de toute façon été réalisé afin d'intégrer, au réseau de transport, la production de la centrale LG-2-A et de pourvoir aux besoins internes du marché du Québec.⁷⁶⁰ Cette ligne agit comme toute autre ligne à 735 kV du réseau.⁷⁶¹

⁷⁵⁵ HQT-10, document 2, pages 3 à 5.

⁷⁵⁶ HQT-3, document 1, page 20.

⁷⁵⁷ HQT-10, document 2, page 4.

⁷⁵⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 56 et 57; HQT-3, document 1, page 22.

⁷⁵⁹ HQT-3, document 1, pages 14 et 15.

⁷⁶⁰ HQT-3, document 1, page 16.

⁷⁶¹ Argumentation d'Hydro-Québec, page 63.

POSITION DES INTERVENANTS

Approche générale sur l'allocation des coûts par fonction

Le **GRAMÉ-UDD**, **STOP/S.É.** et **OC** partagent le point de vue du transporteur à l'effet que l'allocation des coûts par fonction est contraire à l'esprit de la Loi. Les intervenants s'opposent à une telle allocation des coûts.⁷⁶²

ARC-FACEF-CERQ, la **Coalition industrielle**, **Énergie NB** et le **RNCREQ** considèrent qu'une allocation par fonction est conforme à la Loi.⁷⁶³

Selon certains intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **NEG**, **RNCREQ**), une distinction devrait être faite entre la définition des actifs comptables, d'une part, et l'allocation des coûts et la tarification, d'autre part. La Loi définit les actifs de transport, mais ne décrit pas le processus d'allocation des coûts. Aux fins de tarification, les actifs de transport peuvent être alloués différemment en conséquence.⁷⁶⁴

Dans le but d'obtenir des tarifs justes et raisonnables et par souci d'un partage équitable des coûts, plusieurs intervenants, tels que **ARC-FACEF-CERQ**, la **Coalition industrielle** et **Énergie NB**, affirment que l'allocation des coûts du transport devrait tenir compte de l'utilisation des équipements et des liens de causalité des coûts.⁷⁶⁵ Une allocation par fonction serait davantage appropriée en ce sens.⁷⁶⁶

Positions particulières des intervenants

Pour l'**ACEF de Québec**, l'allocation des coûts ne doit pas faire appel au seul principe de causalité des coûts. Il faut, selon l'intervenante, tenir compte d'autres principes comme l'équité et surtout l'accessibilité, les considérations sociales et les caractéristiques de la demande.⁷⁶⁷

⁷⁶² Argumentation d'OC, pages 4 et 49; GRAMÉ-UDD-1, page 9; Argumentation de STOP/S.É., pages 101 et 102.

⁷⁶³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 30 à 52; Argumentation de la Coalition industrielle, pages 84 à 92; Argumentation de Énergie NB, pages 19 à 26; Argumentation du RNCREQ, pages 20 et 21.

⁷⁶⁴ Argumentation de NEG, page 13; NS, 25 mai 2001, volume 26, page 51; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 35; Argumentation du RNCREQ, pages 20 et 21; Argumentation d'Énergie NB, page 24.

⁷⁶⁵ RNCREQ-18, page 28; Argumentation du RNCREQ, page 76; NB Power-9, page 24; Coalition-5, document 1, page 20; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 28.

⁷⁶⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 59; Coalition-5, document 1, page 20; Evidence of William Marshall, page 5.

⁷⁶⁷ ACEF de Québec-2, page 22.

L'intervenante considère que l'allocation des coûts doit se faire en isolant d'abord les coûts spécifiques à la charge locale et aux services de point à point, puis en allouant de manière juste et équitable les coûts communs.⁷⁶⁸

Selon **ARC-FACEF-CERQ**, rien ne prouve que le coût de l'électricité patrimoniale tel qu'établi par la loi pourrait être affecté par une allocation des coûts par fonction.⁷⁶⁹

Selon l'intervenant :

*« le nouveau contexte commercial qui exige, en bout de ligne, plus de financement pour des exportations massives et l'utilisation plus intensive du réseau de transport commande justement une meilleure protection des consommateurs québécois. »*⁷⁷⁰

L'expert Co Pham considère que la proposition du transporteur ne reflète pas adéquatement les caractéristiques fondamentales du réseau du transporteur. De ce fait, elle ne permettrait pas d'établir des tarifs justes et raisonnables.⁷⁷¹

L'expert soutient que la procédure d'allocation des coûts généralement utilisée dans l'industrie électrique nord-américaine comporte trois étapes clés :

- le rangement des coûts par fonction (« *functionalization* »);
- la répartition en diverses composantes (« *classification of costs* »);
- l'allocation (« *allocation of costs* »).⁷⁷²

L'expert précise qu'il résulte, de l'étape de répartition ci-dessus, des coûts de puissance (\$/kW), des coûts de l'énergie (\$/kWh) et des coûts de l'abonnement (\$/abonné), ces derniers ne s'appliquant généralement que pour le cas de la distribution.⁷⁷³

Selon l'expert, ces « principes » s'appliquent aussi bien à l'allocation des coûts par « *catégories de consommateurs* » qu'à l'allocation par catégories de service de transport.⁷⁷⁴

L'expert réfère à l'APPA et soutient qu'il existerait deux grands critères de choix d'une méthode d'allocation des coûts : d'une part, le reflet des caractéristiques du système et d'autre part, l'identification du problème tarifaire rencontré.⁷⁷⁵

⁷⁶⁸ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 41.

⁷⁶⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 36.

⁷⁷⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁷⁷¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 26.

⁷⁷² ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 9.

⁷⁷³ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 9.

⁷⁷⁴ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 10.

⁷⁷⁵ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 12.

L'expert Co Pham est d'avis que la méthode devrait établir une correspondance adéquate entre les paramètres d'allocation choisis et les causes qui sont à l'origine de la construction et de l'exploitation du système. De son point de vue, le réseau du transporteur se caractérise par la présence d'installations à très haute tension sur de longues distances et à coûts très élevés. C'est une situation très particulière, sinon unique en Amérique du Nord, qui rend peu utile la comparaison avec les expériences américaines ou canadiennes.⁷⁷⁶ La méthode d'allocation choisie pour le transporteur devrait refléter cette caractéristique.

Selon M. Co Pham, les éléments liés à l'élaboration d'une bonne méthode d'allocation sont, entre autres, le regroupement des fonctions par niveau de tension et le traitement de certaines fonctions spécialisées.⁷⁷⁷ L'expert distingue ainsi deux grands regroupements :

- les installations reliées aux centrales hydroélectriques éloignées (transport 735 kV et 765 kV, transport à courant continu (CC) 450 kV et transformation 44 kV à 315 kV);
- les installations « normales » d'un réseau de transport (transport HT de 44 à 315 kV et transformation HT/MT, 25 kV).⁷⁷⁸

L'expert considère que la méthode d'allocation des coûts devrait inclure certaines allocations distinctes par fonction lorsque celles-ci permettent d'améliorer l'équité tarifaire, sans nuire à l'aspect pratique et simple du processus d'allocation des coûts.⁷⁷⁹

De son point de vue, il est nécessaire d'améliorer les mécanismes d'allocation en regard de quatre fonctions sur les 10 identifiées par le transporteur. Les fonctions dont l'allocation est inexacte ou imprécise seraient les suivantes : Courant continu, Interconnexion, Soutien, et Raccordement à des clients spécifiques et aux clients du tarif L.⁷⁸⁰

La **Coalition industrielle** estime qu'il convient de distinguer la séparation des actifs d'Hydro-Québec entre ses trois grandes unités d'affaires (Production, Transport et Distribution), d'une part, et la fonctionnalisation des actifs de TransÉnergie ainsi que leur allocation aux diverses catégories d'usagers aux fins de la fixation des tarifs, d'autre part. Pour l'intervenante, en allouant les coûts de TransÉnergie par fonction aux fins de dégrouper ses tarifs selon l'utilisation effective du réseau, on ne remet en question ni la définition du réseau de transport prévue à l'article 2 de la Loi, ni le contenu de la base de tarification de TransÉnergie. L'exercice se limite à établir des tarifs justes et raisonnables reflétant l'utilisation effective des fonctions du réseau par chaque catégorie d'usagers.⁷⁸¹

⁷⁷⁶ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 13; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 29.

⁷⁷⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 40.

⁷⁷⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 43.

⁷⁷⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 51.

⁷⁸⁰ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 49.

⁷⁸¹ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

L'intervenante soumet que sa proposition ne remet aucunement en cause la présomption contenue à l'article 164.1 de la Loi quant à la prudence d'acquisition et d'utilisation des actifs de transport constituant la base de tarification de TransÉnergie. Le contenu de la base de tarification de TransÉnergie ne serait aucunement affecté et demeurerait rigoureusement le même, peu importe l'allocation des coûts de ses diverses composantes en catégories distinctes reflétant l'utilisation réelle du réseau.⁷⁸²

La Coalition industrielle est d'avis que les analogies avec le secteur gazier et, notamment celle avec Gaz Métropolitain, permettent d'avancer le contraire de ce que propose le transporteur. L'intervenante réfère à la décision D-2001-78 du 16 mars 2001 de la Régie qui a autorisé la « fonctionnalisation » des coûts de SCGM.⁷⁸³

La Coalition industrielle juge que la pièce HQT-10, document 2, produite en réponse aux demandes formulées par la Régie dans sa décision D-2000-102, fournit une indication sommaire de la répartition des coûts de transport entre les diverses fonctions du réseau, mais ne constitue pas les études qui seraient requises pour permettre l'implantation d'une tarification dégroupée du genre de celle qui a été approuvée pour SCGM. La Coalition industrielle demande, en conséquence, que, comme partie intégrante de la décision à être rendue dans le présent dossier, la Régie ordonne à Hydro-Québec de produire l'information nécessaire au sujet de l'allocation de ses coûts par fonction aux fins de permettre le dégroupement de ses tarifs d'une manière comparable à ce qui déjà été décidé pour SCGM.⁷⁸⁴

Compte tenu de l'envergure et de la complexité de la tâche, et aux fins d'assurer le suivi de cet aspect de la décision, la Coalition industrielle propose la mise sur pied d'un groupe de travail constitué de représentants du transporteur, de la Régie et des intervenants concernés. L'intervenante rappelle, à cet effet, le processus adopté dans le cas du dégroupement des tarifs de SCGM.⁷⁸⁵

Énergie NB est d'avis que la nature intégrée du réseau n'est pas une particularité d'Hydro-Québec, pas plus que les autres caractéristiques particulières énoncées par le transporteur.⁷⁸⁶

L'intervenante estime que tous les systèmes doivent être exploités avec intégration de la production avec la charge, pour une exploitation fiable du réseau. La question ici ne

⁷⁸² Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

⁷⁸³ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 92 et 93.

⁷⁸⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 96.

⁷⁸⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 96.

⁷⁸⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 10, NB Power-9, page 40.

concerne pas l'exploitation du réseau, mais le dégroupement des services de transport et de production.⁷⁸⁷

Concernant la conformité d'une allocation des coûts par fonction avec la Loi, Énergie NB indique qu'il n'y a pas de lien entre la définition des actifs et l'allocation des coûts :

*« Le fait que la ligne de démarcation entre la production et le transport d'une part, et le transport et la distribution d'autre part, soit déplacée en amont et en aval, n'est pas significatif pour les fins de l'allocation des coûts ni de la tarification »*⁷⁸⁸

Énergie NB plaide que la définition de l'article 2 du réseau de transport d'électricité n'a aucune incidence sur l'allocation des coûts. De son point de vue, la tâche de la Régie, selon le paragraphe 6 du premier alinéa de l'article 49, est de tenir compte des coûts de service. Et c'est précisément l'absence d'une telle allocation des coûts par fonction qui rend le tarif proposé discriminatoire pour les utilisateurs du service de transport de point à point.⁷⁸⁹

L'intervenante soutient également que la compétence de la Régie, dans le choix des instruments nécessaires à l'accomplissement de sa tâche, est très large et que la Régie a le pouvoir d'établir un groupe d'actifs dédiés à un service particulier.⁷⁹⁰

Énergie NB considère que par l'emploi du mot « notamment », que l'on trouve à la fin du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, le législateur a voulu que les pouvoirs énumérés aux paragraphes 1 à 11 du premier alinéa de l'article 49 ne soient pas considérés comme exhaustifs. L'intervenante estime qu'un tel texte est assez large pour permettre à la Régie d'utiliser l'instrument d'une ou de plusieurs bases de tarification.⁷⁹¹

Énergie NB réfère au troisième alinéa de l'article 49 qui prévoit que la Régie peut utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.⁷⁹²

Pour Énergie NB, la méthode de base pour allouer les coûts aux fins tarifaires doit être basée sur le principe de causalité des coûts et permettre aux classes de clientèles de payer selon leur utilisation du service reçu.

« The basic method of cost allocation for rate design is that costs are allocated to customer classes based on the principle of "cost causation". The costs of the portion of the system required to serve a customer class and which are "used and useful" by that customer class

⁷⁸⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 44.

⁷⁸⁸ Argumentation d'Énergie NB, page 6.

⁷⁸⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 24.

⁷⁹⁰ Argumentation d'Énergie NB, page 25.

⁷⁹¹ Argumentation d'Énergie NB, page 23.

⁷⁹² Argumentation d'Énergie NB, page 24.

*are allocated to that class. This follows from the need for fairness so that customer classes pay for the cost of the service provided and do not unduly subsidize another class. »*⁷⁹³

Énergie NB soutient que le tarif de transport de point à point d'Hydro-Québec devrait être basé sur le coût de fourniture de ce service. De son point de vue, cela est indispensable pour que les tarifs soient justes et raisonnables.⁷⁹⁴ L'intervenante rejoint la proposition de la Coalition industrielle quant à la mise sur pied d'un processus de consultation portant sur l'allocation des coûts.

L'intervenante demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec le dépôt d'une étude d'allocation des coûts de service par fonction dans un délai de six mois. Cette étude serait remise pour commentaires et révision aux parties intéressées. Une telle étude devrait être faite en accord avec les principes d'allocation des coûts pratiqués dans l'industrie au Canada et par la FERC.⁷⁹⁵ Les résultats de cette étude serviraient de base à un nouveau tarif.⁷⁹⁶

Selon l'intervenante, il n'y a pas assez de données dans le dossier pour permettre à la Régie de fixer les tarifs du service de transport de point à point en se basant sur les coûts de service d'une manière informée et définitive.⁷⁹⁷

Le **GRAMÉ-UDD** appuie la proposition du transporteur qui, selon lui, permet de faire contribuer tous les clients de TransÉnergie à l'atteinte des objectifs de développement durable.⁷⁹⁸

NEG soutient qu'il faut distinguer la définition des actifs de transport aux fins comptables de la définition des actifs aux fins tarifaires. NEG est d'avis que le transporteur prend trop de latitude dans son interprétation de la Loi.⁷⁹⁹

OC partage l'avis du transporteur à l'effet que la Loi ne permet pas une allocation des coûts « *qui aurait pour effet de transférer à Hydro-Québec uniquement, soit dans ses activités de producteur d'électricité, soit dans ses activités de distributeur, la totalité des coûts de certains équipements de transport clairement inclus dans la définition de "réseau de transport d'électricité."* » Pour l'intervenante, une telle allocation des coûts viderait de leur

⁷⁹³ Evidence of William Marshall, page 5.

⁷⁹⁴ Argumentation d'Énergie NB, page 44.

⁷⁹⁵ Argumentation d'Énergie NB, pages 6 et 7.

⁷⁹⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 44.

⁷⁹⁷ Argumentation d'Énergie NB, pages 6 et 7.

⁷⁹⁸ GRAMÉ-UDD-1, page 30.

⁷⁹⁹ Argumentation de NEG, page 13.

sens les précisions apportées à l'article 2 (définition des réseaux de transport et de distribution) et au paragraphe 11 de l'article 49 de la Loi.⁸⁰⁰

OPG fait un lien entre les méthodes d'allocation des coûts et les objectifs de politique, et cite l'exemple de ceux de la FERC :

*« When I think of justifications for different methods I think more broadly about policy goals. For example, FERC issued a Policy Statement on transmission pricing which listed five principles ».*⁸⁰¹

Le **RNCREQ** soutient que rien dans la Loi ne précise ou n'indique que toutes les installations qui font partie du réseau de transport, tel que défini par l'article 2, doivent nécessairement se retrouver à l'intérieur de la base de tarification.⁸⁰²

Le **RNCREQ** effectue une interprétation de la Loi comparable à celle effectuée par **Énergie NB**. Il réfère à l'article 49, alinéa 1, et insiste sur le terme « notamment » et l'aspect non limitatif de ce terme qui a déjà fait l'objet d'une interprétation par la Régie dans sa décision D-99-11.⁸⁰³

Pour le **RNCREQ**, tout le réseau de transport tel que défini à l'article 2 n'est pas nécessairement pris en considération pour établir la base de tarification. De plus, le **RNCREQ** indique que les termes utilisés dans les articles 2 et 49, alinéa 1, sont différents et ne peuvent vouloir dire la même chose.⁸⁰⁴

Le **RNCREQ** s'appuie également sur le dernier alinéa de l'article 49 qui stipule que la Régie peut également utiliser, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, toute autre méthode qu'elle estime appropriée.⁸⁰⁵

Postes élévateurs et lignes de raccordements aux centrales éloignées

Le **GRAMÉ-UDD** et **STOP/S.É.** appuient la proposition du transporteur pour des considérations de développement durable.⁸⁰⁶

Plusieurs intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, **ACEF de Québec**, **Coalition industrielle, Énergie NB** et **NEG**) s'accordent à considérer les lignes radiales de raccordement aux

⁸⁰⁰ Argumentation d'OC, page 4.

⁸⁰¹ Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 21.

⁸⁰² Argumentation du **RNCREQ**, page 21.

⁸⁰³ Argumentation du **RNCREQ**, page 20.

⁸⁰⁴ Argumentation du **RNCREQ**, page 20.

⁸⁰⁵ Argumentation du **RNCREQ**, page 21.

⁸⁰⁶ **GRAMÉ-UDD-1**, page 30; Argumentation de **STOP/S.É.**, page 104.

centrales comme des installations associées à la production. Le coût de ces équipements est à allouer aux producteurs qui utilisent ces installations et pour qui ces dernières ont été conçues.

Selon la **Coalition industrielle**, il serait juste et équitable que les coûts élevés des longues lignes de transport soient assumés par les usagers qui les utilisent effectivement pour avoir accès à l'électricité produite dans le Nord du Québec à des coûts très compétitifs.⁸⁰⁷

Pour l'intervenante, il semble inéquitable et contraire au principe de l'utilisateur payeur de faire supporter par les usagers qui utilisent essentiellement le réseau pour transiter vers les marchés d'exportation l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite, le coût élevé d'installations de transport découlant du choix de sites de production éloignés (GRTA), puisque ces usagers n'utilisent pas ces installations.⁸⁰⁸

M. Zak El-Ramly réfère à la BCUC où le critère de l'utilisation majoritaire des actifs (« *mostly doing* » ou « *mostly used* ») est retenu pour définir les GRTA.⁸⁰⁹

Selon **Énergie NB**, les transformateurs élévateurs permettent la livraison de l'énergie et des services « *accessoires* » de production non utilisés par les clients du service de point à point. Or, l'Ordonnance 888 de la FERC exigerait, selon l'intervenante, la séparation du transport et de tous les services de production.⁸¹⁰ Du point de vue de l'intervenante, les transformateurs élévateurs auraient pour unique fonction de transformer l'électricité d'un voltage bas à la sortie des centrales de production au voltage plus élevé pour le transport.⁸¹¹

Selon l'intervenante :

« [...] ce qui fera sourciller plusieurs personnes, c'est le fait d'inclure dans la base de tarification les coûts d'éléments d'actifs qui ne sont pas utilisés ni utiles à une catégorie de clients, d'autant que le fait d'inclure de tels éléments d'actifs dans la base de tarification est en contradiction directe avec la pratique généralement utilisée par les transporteurs en Amérique du Nord et avec les principes de la F.E.R.C. »⁸¹²

⁸⁰⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, page 87.

⁸⁰⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 88.

⁸⁰⁹ NS, 25 mai 2001, pages 190 à 192; Coalition-5, document 1, document 2, page 5.

⁸¹⁰ NB Power-9, pages 28 et 29.

⁸¹¹ Argumentation d'Énergie NB, page 36.

⁸¹² Argumentation d'Énergie NB, page 36.

Pour l'intervenante, ces catégories d'actifs sont les suivants :

*« les transformateurs élévateurs, les transformateurs abaisseurs, les équipements de transport accessoires à la production (GRTA) et les équipements de transport accessoires à la distribution (DRTA). »*⁸¹³

Concernant la pratique en Amérique du Nord, Énergie NB mentionne qu'il existe au niveau de la FERC une certaine flexibilité en matière d'allocation du coût des lignes radiales reliant les centrales de production et les lignes radiales de charge. Par contre, aucune flexibilité ne serait notée quant à l'allocation des coûts des transformateurs élévateurs et des transformateurs abaisseurs.⁸¹⁴ Énergie NB fournit à cet effet les résultats d'un balisage que cette dernière a effectué auprès de la FERC et de plusieurs compagnies canadiennes.⁸¹⁵

Énergie NB définit les «équipements de transport accessoires à la production» ou GRTA comme des éléments du réseau de transport qui sont d'abord et avant tout utilisés et utiles pour les installations de production, pour que celles-ci puissent livrer l'électricité dans le réseau principal. Pour l'intervenante, ces éléments n'auraient pas été construits si ce n'était de la nécessité de relier les centrales de production au réseau principal de transport. De son point de vue, une ligne de transport qui est construite pour relier une centrale de production éloignée à un réseau principal de transport est un exemple de GRTA.⁸¹⁶

Énergie NB mentionne que certains GRTA sont plus difficiles à catégoriser quand ils sont eux-mêmes intégrés au réseau principal de transport et, donc, fournissent à un certain niveau un bénéfice qui n'est pas uniquement relié à la production. Cependant, l'intervenante plaide que plusieurs compagnies ont répondu au défi d'identifier ces éléments, sous la pression des intervenants et des agences de régulation.⁸¹⁷

Selon l'intervenante, l'utilisation des équipements est déterminée par l'analyse des débits de la charge.⁸¹⁸

*« All of the transmission lines from James Bay and the other projects up there that are radial to the system essentially, they're connected at the North but that's only for reliability purposes in order to be able to get that power down one line or the other, all of the lines were built to move that power to the South. »*⁸¹⁹

⁸¹³ Argumentation d'Énergie NB, page 36.

⁸¹⁴ NS, 25 mai, volume 26, page 40.

⁸¹⁵ NB Power-9, page 38.

⁸¹⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸¹⁷ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸¹⁸ NB Power-9, pages 32 et 33.

⁸¹⁹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 119.

Pour Énergie NB, les installations de production d'Hydro-Québec sont très importantes, sont situées loin au Nord du Québec, et les coûts des installations qui relient la production au réseau principal de transport sont eux-mêmes très importants. L'intervenante prétend que si l'on doit assigner les coûts des GRTA à la fonction transport, on se trouve par le fait même à hausser à un niveau excessif le coût du service de transport de point à point, et cela pour des personnes qui n'utilisent pas les GRTA. Une telle action serait discriminatoire.⁸²⁰

Énergie NB mentionne que certains de ces équipements de raccordement aux centrales font partie des projets de construction de centrales. L'intervenante cite, à cet effet, deux exemples de projets, l'un au Nouveau Brunswick, l'autre en Ontario.⁸²¹

Énergie NB fait un parallèle avec le cas de Maritimes and North-East Pipeline, où les installations de collecte du gaz naturel sont payées par le producteur de gaz.⁸²²

Le **GRAMÉ-UDD** s'oppose à l'introduction du concept de GRTA.

En particulier, le GRAMÉ-UDD juge que le principe des GRTA n'est pas techniquement neutre. Introduire la notion de GRTA dans la gestion du transport de l'hydroélectricité, sans introduire en même temps l'internalisation des émissions polluantes dans la gestion de la production par les filières thermiques, n'est pas de la rationalité économique, mais techniquement de la discrimination visant spécifiquement l'hydroélectricité.⁸²³

L'intervenant mentionne que si on pose la condition que l'attribution de certaines lignes à la production ne doit pas affecter la sécurité du réseau, peu de lignes de transport du réseau de TransÉnergie pourraient être considérées comme des GRTA.⁸²⁴

NEG soutient que, quel que soit le modèle des compagnies (ISO ou Transco), le test le plus souvent utilisé pour la détermination des GRTA consiste à déterminer si ces installations auraient été construites sans la construction des centrales raccordées par ces équipements.⁸²⁵ De son point de vue, les prémisses sur lesquelles repose la position du transporteur sur le futur des lignes radiales seraient purement hypothétiques.⁸²⁶

⁸²⁰ Argumentation d'Énergie NB, page 40.

⁸²¹ Evidence of William Marshall, pages 7 et 8.

⁸²² Argumentation d'Énergie NB, page 48.

⁸²³ GRAMÉ-UDD-1, page 18.

⁸²⁴ GRAMÉ-UDD-5, page 4.

⁸²⁵ NS, 3 mai 2001, volume 17, page 210.

⁸²⁶ Argumentation de NEG, page 14.

L'expert d'OC, M. Bruce Bacon, réfère à l'expérience ontarienne pour définir le raccordement aux centrales :

*« A. Again, I can only refer back to my experience in Ontario and what happens in there is you basically shut down the supply or you shut down the load and if that line goes down, it is defined to be a connection. »*⁸²⁷

Le RNCREQ soumet que la Régie a l'autorité et les pouvoirs nécessaires pour exclure de la base de tarification du transporteur une partie du « réseau de transport d'électricité » dont les transformateurs élévateurs de tension situés aux sites de production. S'il est incontestable que la Régie ait juridiction sur ces transformateurs, le caractère utile de ces actifs dans l'exploitation du réseau de transport peut être contesté. Ces équipements servent plutôt à desservir le producteur pour acheminer sa production au réseau de transport.⁸²⁸

Le RNCREQ estime qu'il n'est pas prouvé que l'affectation des coûts des actifs de raccordement des centrales d'Hydro-Québec Production ferait augmenter les coûts de ce dernier.⁸²⁹

Transformateurs abaisseurs et « équipements accessoires à la distribution »

Énergie NB réfère à la pratique de la FERC où ces équipements sont considérés comme des équipements de distribution dont le coût devrait être récupéré par des clients de la distribution et non du transport :

*« [...] facilities that connect the HT transmission system (voltages of 44-315kv) to the MT distribution system (voltages of 25kv) are shown to have a cost of \$260M and are included as part of the total revenue requirement for the transmission system. These facilities are deemed by FERC to be distribution facilities and their revenue requirements are not to be collected from transmission customers but from distribution customers. FERC states this position in section 14B of its Form 715 guidelines. »*⁸³⁰

Énergie NB définit comme *Distribution Related Transmission Assets* (DRTA) les « lignes radiales de charge ». Du point de vue de l'intervenante, ces lignes correspondent aux lignes destinées à alimenter une charge locale au Québec. L'intervenante, en réponse au contre-interrogatoire de STOP/S.É., mentionne :

« Q. I would like to go to page 38. You mention, and I am not sure about the exact English translation: "lignes radiales de charge", that is radial load -- could you provide me with the exact translation?

⁸²⁷ NS, 29 mai 2001, volume 28, pages 209 et 210.

⁸²⁸ Argumentation du RNCREQ, page 21

⁸²⁹ Argumentation du RNCREQ, page 77.

⁸³⁰ Evidence of William Marshall, page 5.

coût plus élevé de la ligne à courant continu, comparativement aux autres lignes à courant alternatif.

Selon la **Coalition industrielle**, le coût des fonctions doit être alloué aux clients selon leur utilisation.⁸⁴⁴

Le **transporteur** plaide qu'une allocation des coûts des interconnexions :

*« seulement sur la base du taux d'utilisation des interconnexions aurait pour effet d'ignorer complètement le rôle d'approvisionnement et de fiabilité que jouent les interconnexions pour les besoins internes. »*⁸⁴⁵

Le transporteur soumet en argumentation qu'il est normal que le facteur d'utilisation annuel d'un équipement de pointe ou de fine pointe, tel le RMCC, soit relativement faible.⁸⁴⁶ Malgré le faible facteur d'utilisation qui le caractérise, ce type d'équipement demeure utile et nécessaire pour l'alimentation de la charge locale en période de pointe et son coût doit ainsi être reflété dans les tarifs. Le transporteur affirme que ceci est, d'ailleurs, la pratique dans le gaz. Il se réfère en particulier au cas de stockage de gaz naturel à l'usine LSR de la Société en commandite Gaz Métropolitain.⁸⁴⁷

Le transporteur évalue à 15 % le coût additionnel d'avoir retenu la technologie à courant continu par rapport à la technologie à courant alternatif. Le transporteur affirme cependant que la ligne à courant continu génère des revenus qui excèdent largement son coût additionnel.⁸⁴⁸

Le **GRAME-UDD** appuie la proposition du transporteur. Selon l'intervenant, les interconnexions profitent à la charge locale de multiples façons et rendent des services à l'environnement en permettant à Hydro-Québec de vendre ses surplus d'hydroélectricité dans la région du Nord-Est, et ainsi contribuer à la réduction des émissions de GES et d'autres polluants atmosphériques dans cette région. Selon le GRAME-UDD, il serait particulièrement difficile pour la Régie, si elle décidait d'allouer le coût des interconnexions d'une façon différente de celle d'Hydro-Québec, de lui attribuer une valeur monétaire. Une allocation différente du coût des interconnexions nuirait également à la situation concurrentielle de l'hydroélectricité québécoise dans le Nord-Est.⁸⁴⁹

⁸⁴⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89; NS, 25 mai 2001, volume 26, page 163.

⁸⁴⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 132.

⁸⁴⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 64 et 65.

⁸⁴⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, page 65.

⁸⁴⁸ HQT-13, document 14, page 23; Argumentation d'Hydro-Québec, page 132.

⁸⁴⁹ GRAME-UDD-1, page 30.

Répartition des coûts entre la puissance et l'énergie et allocation des coûts entre les services

L'ACEF de Québec estime que la méthode 1-CP respecte la causalité des coûts si et seulement si le coût du transport est linéaire en puissance. Or, en présence d'économies de réseau ou d'échelle, le coût de transport ne peut être considéré linéaire en puissance. Pour l'ACEF de Québec, la méthode 1-CP ne respecte pas la causalité des coûts, mais constitue un mode de répartition du revenu requis.⁸⁵⁰

L'ACEF de Québec recommande l'utilisation d'une méthode qui tienne compte de l'énergie. L'intervenante rejoint la proposition d'ARC-FACEF-CERQ concernant la préférence pour la méthode «*Utilisation du réseau*» avec comme «*second best*» la méthode basée sur les 12-CP.⁸⁵¹

L'ACEF de Québec partage également l'avis de M. Co Pham, expert d'ARC-FACEF-CERQ, à l'effet qu'une assimilation de la composante énergie aux coûts variables ne serait pas appropriée⁸⁵² et que le coût d'une composante énergie soit pris en compte dans l'étape d'investissement.⁸⁵³

Pour l'intervenante, la considération d'une composante énergie est également justifiée par l'importance des équipements qui ne sont pas reliés à la pointe du réseau.

*« [...] au moins le tiers des coûts ne sont pas liés à l'équipement de pointe mais plutôt à l'offre régulière et continue sur toute l'année : le service d'entretien et de réparation du réseau se fait par exemple en période hors pointe, ce qui permet d'utiliser la surcapacité du réseau pour faire l'entretien sur certaines lignes. »*⁸⁵⁴

L'intervenante soutient que l'allocation des coûts communs devrait se faire sur la base de l'énergie transitée et de la puissance appelée.⁸⁵⁵

En outre, l'ACEF de Québec considère que la facturation sur la base de l'énergie est possible, souhaitable et ne devrait pas soulever de difficultés de mesurage. Ce type de facturation serait prévu dans l'article 24.1 des «*Tarifs et conditions*».⁸⁵⁶

⁸⁵⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 19.

⁸⁵¹ ACEF de Québec-5, page 12.

⁸⁵² ACEF de Québec-5, page 4.

⁸⁵³ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 91.

⁸⁵⁴ ACEF de Québec-5, page 3.

⁸⁵⁵ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 41.

⁸⁵⁶ ACEF de Québec-1, page 54.

ARC-FACEF-CERQ propose une méthode d'allocation des coûts qui intègre une composante énergie.

L'expert Co Pham considère que la proposition du transporteur ne tient pas compte des moments creux de l'année.⁸⁵⁷ Selon l'expert, le transporteur allouerait sans discernement le coût de tout équipement portant le titre de « équipement de transport » dans la catégorie puissance, même s'il s'agit d'un équipement à vocation énergétique.⁸⁵⁸ De plus, la méthode proposée par Hydro-Québec manque de précision dans l'allocation de certaines fonctions spécifiques.⁸⁵⁹

ARC-FACEF-CERQ soutient que l'écart existant entre les demandes en hiver et en été ne constitue pas une raison suffisante permettant de justifier l'adoption de la méthode basée uniquement sur la pointe coïncidente (1-CP). Il serait plus équitable de considérer la causalité des coûts.⁸⁶⁰

Selon ARC-FACEF-CERQ, les trois tests de la FERC soumis par Hydro-Québec ne sont pas concluants. Pour l'expert Co Pham, un de ces tests respecte à peine la norme (78 % vs 80 %) et il suffirait d'un programme sérieux en efficacité énergétique, d'un taux de croissance du secteur industriel supérieur au secteur résidentiel ou des marchés américains grandissants ayant leur pointe en été pour modifier totalement les résultats de ce test.⁸⁶¹

Selon l'expert Co Pham, la méthode proposée par le transporteur favoriserait les exportations d'Hydro-Québec.⁸⁶²

ARC-FACEF-CERQ estime que la question des composantes puissance et énergie est fondamentale pour des raisons de cohérence méthodologique avec l'allocation par catégorie tarifaire des coûts de transport alloués au distributeur lors de la cause distribution.⁸⁶³

ARC-FACEF-CERQ réfère au pacte social et les choix qui ont été faits dans la manière d'alimenter les consommateurs en énergie et en puissance qui seraient des caractéristiques uniques du système électrique québécois.⁸⁶⁴

⁸⁵⁷ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 46.

⁸⁵⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 25.

⁸⁵⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 50.

⁸⁶⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 75.

⁸⁶¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 31; Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁸⁶² ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 36.

⁸⁶³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 27 et 28.

⁸⁶⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 29.

L'expert considère que l'association des frais fixes à la puissance et des frais variables à l'énergie n'est qu'une façon empirique de répartir les coûts. Selon lui, cette approche est inapplicable au cas d'Hydro-Québec.⁸⁶⁵

Pour l'intervenant, les lignes associées à la production ne transportent pas uniquement de la puissance. Une grande part de leur rôle est aussi de transporter des quantités massives d'énergie des centrales jusqu'aux grands centres de consommation. L'allocation des coûts du transporteur devrait refléter cette réalité qui n'existe pas dans un réseau thermique, par exemple, où il peut être davantage question de puissance pour l'allocation des coûts.⁸⁶⁶

Selon l'expert d'ARC-FACEF-CERQ, la vocation du réseau à très haute tension est d'acheminer de l'énergie plus que de la puissance.⁸⁶⁷ De son point de vue :

*« les centrales éloignées et les lignes de transport à très haute tension jouent en tandem. Leur produit commun est l'électricité qui comprend une forte proportion de la composante énergie et une proportion plus faible de la composante puissance de pointe. »*⁸⁶⁸

L'expert affirme qu'une partie importante des installations à très haute tension n'aurait jamais vu le jour sans le choix d'Hydro-Québec de construire des centrales hydroélectriques éloignées.⁸⁶⁹ La répartition puissance-énergie du coût du transport découle ainsi de l'existence des installations à très haute tension raccordant les centrales éloignées. Le coût de ces installations devrait être alloué entre la puissance et l'énergie de la même manière que l'est le coût des centrales raccordés par ces équipements.⁸⁷⁰ Pour l'expert, les complexes hydroélectriques seraient d'abord et avant tout des sources d'énergie⁸⁷¹.

L'expert signale que le coût des centrales intègre une composante énergie à raison de 67 % :

*« le coût des centrales inclut ou englobe la composante puissance et énergie, à la fois les deux. Hydro-Québec a présenté, dans la cause tarif de fourniture, une proportion de trente-trois pour cent (33 %) pour la puissance et de soixante-sept pour cent (67 %) pour l'énergie. »*⁸⁷²

Selon l'expert, la capacité énergétique (TWh/an) déterminée par les apports d'eau est un facteur important dans le choix d'investissement.⁸⁷³ M. Co Pham précise que « la capacité

⁸⁶⁵ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 27.

⁸⁶⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 73.

⁸⁶⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 19.

⁸⁶⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 20.

⁸⁶⁹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 10.

⁸⁷⁰ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 89.

⁸⁷¹ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 20.

⁸⁷² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 83.

⁸⁷³ ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, page 6.

*énergétique est une première contrainte que les ingénieurs, que les planificateurs doivent prendre en compte. »*⁸⁷⁴ Pour l'expert, « *il ne faut pas se contenter des avis des ingénieurs de planification, il faut voir ce que ça donne à la sortie des centrales »*.⁸⁷⁵

De son point de vue, Hydro-Québec, entreprise intégrée verticalement, a toujours planifié le réseau de transport de façon intégrée et, pour cette raison, on peut considérer qu'une partie très importante des lignes a été planifiée de façon très intégrée avec les centrales pour minimiser les coûts totaux.⁸⁷⁶

L'expert souligne que l'inclusion d'une composante énergie dans le coût de transport a été reconnue dans l'industrie, notamment par l'APPA et la NARUC.⁸⁷⁷

De plus, l'expert précise que l'allocation des coûts du transport à très haute tension entre la puissance et l'énergie a longtemps été une pratique à Hydro-Québec :

*« Hydro-Québec avait utilisé, pendant plusieurs années, une méthodologie qui allouait le coût du transport à très haute tension à la fois à l'énergie et à la puissance [...] Le coût du transport à haute tension, dit "répartition" autrefois, était attribué à la puissance. »*⁸⁷⁸

ARC-FACEF-CERQ fournit à cet effet, en preuve, la pièce ARC-FACEF-CERQ-7 portant sur le document « Les coûts de fourniture de l'électricité » datant de février 1986 et émis par Hydro-Québec.

En audience, le **transporteur**⁸⁷⁹ précise cependant que cette approche était utilisée alors par Hydro-Québec dans un contexte différent.

*« Nous avons effectivement utilisé par le passé une méthode de puissance et d'énergie pour allouer les coûts de transport qu'on appelait les coûts de transport associés. Ça, ça s'est fait dans un contexte d'allocation de coûts de détail, c'était ça qui était fait à l'époque. »*⁸⁸⁰

ARC-FACEF-CERQ mentionne que le changement de « contexte » depuis l'ouverture des marchés américains de l'électricité ne justifie en rien un changement de méthode d'allocation aussi draconien que celui proposé par Hydro-Québec. Au contraire, il est encore plus important que jamais que les coûts soient alloués de la manière la plus juste et équitable

⁸⁷⁴ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 83.

⁸⁷⁵ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 83 et 84.

⁸⁷⁶ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 84.

⁸⁷⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, pages 28 et 29.

⁸⁷⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 23.

⁸⁷⁹ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 114 et 115.

⁸⁸⁰ NS, 17 mai 2001, volume 21, page 115.

envers les consommateurs québécois et que les résultats de l'application de la méthode retenue reflètent cette préoccupation première.⁸⁸¹

ARC-FACEF-CERQ propose de prendre en compte une répartition des coûts de puissance et d'énergie par deux choix possibles : la méthode « Utilisation du système » ou la méthode des 12-PC.⁸⁸²

L'expert recommande comme premier choix la méthode « Utilisation du système » qui permet, selon lui, de refléter avec précision les caractéristiques particulières du réseau d'Hydro-Québec, sur une base objective.

*« La beauté de cette méthode-là, que ce soit pour la production ou bien pour le transport, c'est un établissement de la part des coûts de puissance et d'énergie d'une façon objective. C'est un établissement objectif. Les données sont mesurables, la Régie peut contrôler, peut vérifier ces données-là. Il n'y a pas de favoritisme ou bien de biais imputé par cette méthode-là. »*⁸⁸³

Toutefois, l'expert Co Pham signale la longueur des délais d'application de la méthode « Utilisation du système »⁸⁸⁴, cette dernière étant « exigeante en termes de données ».⁸⁸⁵

Pour sa part, la méthode des 12 pointes coïncidentes est plus simple d'application et bien connue dans l'industrie électrique nord-américaine.⁸⁸⁶

Faute de données, de ressources et de temps, l'expert précise qu'il n'a pu effectuer des allocations par niveau de tension ni d'allocations distinctes pour certaines fonctions, pour la présente cause. Aux fins de calcul de la méthode « Utilisation du système », l'expert s'appuie sur les facteurs d'utilisation du réseau pour déterminer les parts du coût de transport attribuées à la puissance et à l'énergie, soit respectivement environ 38 % et 62 %.⁸⁸⁷

L'expert en arrive à la conclusion que, de toutes les méthodes étudiées, la méthode proposée par Hydro-Québec exige la facture la moins élevée à son activité d'exportation.⁸⁸⁸

⁸⁸¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 81.

⁸⁸² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 98.

⁸⁸³ NS, 31 mai 2001, volume 29, pages 102 et 103.

⁸⁸⁴ ARC-FACEF-CERQ-1, document 2, page 6.

⁸⁸⁵ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 103.

⁸⁸⁶ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 51.

⁸⁸⁷ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 33.

⁸⁸⁸ ARC-FACEF-CERQ-2, document 1, page 34.

L'expert fait une évaluation, à titre indicatif, des résultats obtenus avec quatre méthodes d'allocation.

METHODE	Coûts en M\$	
	Charge locale	Service de point à point
Méthode 1-CP et coût attribué à 100 % à la puissance (proposition du transporteur);	2 385	289
Méthode « Utilisation du système »;	2 345	329
Méthode « 12-PC »;	2 304	370
Coût attribué à 100 % à l'énergie.	2 320	354

Le **transporteur** conteste que l'équité veuille dire que seule la façon d'ARC-FACEF-CERQ d'allouer les coûts du réseau de transport d'électricité est équitable puisqu'elle sert le mieux les intérêts des clients qu'ils prétendent représenter. Selon le transporteur, la méthode « *Utilisation du système* » proposée par le regroupement n'est utilisée nulle part ailleurs.⁸⁸⁹

Concernant l'allocation de la part puissance des coûts des lignes à très haute tension, l'expert d'ARC-FACEF-CERQ recommande la méthode 1-CP⁸⁹⁰. Selon lui, la puissance coïncidente explique la notion d'utiliser le réseau de transport.⁸⁹¹

Pour la partie du réseau dont l'utilisation peut être très régionale, très particulière à un quartier, à une zone particulière, l'expert recommanderait la méthode d'allocation basée sur la puissance non coïncidente⁸⁹² (1-NCP).

ARC-FACEF-CERQ s'oppose à la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12-CP non coïncidentes proposée par OC. Selon le regroupement, cette méthode refléterait très mal le besoin en énergie et celui en puissance dans un réseau centralisé comme celui d'Hydro-Québec.⁸⁹³

Dans son argumentation, la **Coalition industrielle** plaide que la conception du réseau de transport est faite aux fins de rencontrer la puissance maximale appelée sur le réseau et que les courbes de puissance appelées sur le réseau qui ont été mises en preuve démontrent effectivement une pointe marquée pendant les mois d'hiver.

⁸⁸⁹ Réplique d'Hydro-Québec, page 15.

⁸⁹⁰ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹¹ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹² NS, 31 mai 2001, volume 29, page 111.

⁸⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 85.

Pour la Coalition industrielle, la méthode basée sur la pointe annuelle constituerait la seule façon de respecter le principe de l'utilisateur payeur tout en envoyant un signal de prix efficace à la clientèle.⁸⁹⁴

Selon l'expert, pour la composante Interconnexion, il est difficile de déterminer si la méthode « 1-CP » est la méthode la plus appropriée.⁸⁹⁵

OC partage la préoccupation d'ARC-FACEF-CERQ sur la nécessité d'une cohérence méthodologique avec la répartition des coûts de transport entre les classes de clientèles du distributeur. Les experts John Todd et Bruce Bacon mentionnent à cet égard :

*« The evidence of HQT recognizes the contribution that end-use customer rate classes make to the total demand of the local load. (HQT-4, Document 2, page 13)[...] distribution rates for end-use customers should reflect HQT's approved cost allocation methodology. In using the 1-CP approach to set rates, the company is implicitly adopting a 1-CP approach to cost allocation. It should be recognized that an issue in setting distribution rates will be whether this cost allocation methodology should "flow-through" to distribution customers. The HQT cost allocation methodology therefore should embody an appropriate approach to allocating costs among distribution customer classes as well as among transmission customers. »*⁸⁹⁶

Les experts sont d'accord avec le transporteur à l'effet que les coûts de transport devraient être octroyés entièrement à la puissance étant donné que les coûts du réseau de transport, pour l'essentiel, ne varient pas avec les volumes annuels transportés.⁸⁹⁷

Néanmoins, selon les experts, en justifiant l'utilisation de la méthode 1-CP par le fait que le réseau de transport a été conçu et construit pour satisfaire les besoins de capacité lors de la pointe maximale en hiver, laquelle ne se produit que dans une seule des 8 760 heures de l'année, le transporteur s'en tient à une approche de pure causalité des coûts.⁸⁹⁸

Par ailleurs, les experts mentionnent la différence entre la méthode d'allocation des coûts (1-CP) et celle de facturation proposées par le transporteur (1-NCP). Ceci pourrait conduire à une récupération excessive des revenus requis au cas où la pointe des clients ne coïnciderait pas avec celle du réseau.⁸⁹⁹

⁸⁹⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 98.

⁸⁹⁵ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 231.

⁸⁹⁶ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 5.

⁸⁹⁷ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 8.

⁸⁹⁸ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 10.

⁸⁹⁹ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 4.

Pour les experts, la méthode « 1-CP » serait davantage indiquée pour un système présentant des problèmes de congestion, ce qui n'est pas le cas pour le réseau de transport d'Hydro-Québec, selon le transporteur.⁹⁰⁰

Les experts d'OC concluent que l'approche « 1-CP » pénalise la charge locale.

*« Since the HQT proposed rate design is not consistent with the rate design used in surrounding areas, the 1-CP method can be characterized as an approach that benefits Point-to-Point service, including export sales, at the expense of local load. In effect, the methodology proposed by HQT will increase the profitability of export sales, an unregulated activity of Hydro-Québec, at the expense of domestic customers, onto whom costs are shifted. »*⁹⁰¹

Selon OC, les réservations du point à point étant fortement liées aux conditions de marché dans les réseaux avoisinants, donc très volatils, l'existence de la charge locale constitue une assurance d'activité sur le réseau de transport permettant de préserver des revenus très importants pour Hydro-Québec.⁹⁰²

Selon les experts d'OC, la méthode basée sur les 12 pointes non coïncidentes et celle fondée sur les 12 pointes coïncidentes sont deux méthodologies qui permettent de concilier les principes de causalité des coûts avec les objectifs d'équité et d'efficacité.⁹⁰³

Les experts considèrent qu'une approche qui reconnaît explicitement les caractéristiques de la demande tout au long de l'année permettra de recouvrer les coûts d'une manière plus équitable que la 1-CP.⁹⁰⁴

OC fait une analogie avec la distribution du gaz où l'allocation des coûts distingue deux types de conduites, deux relations causales que sont la contribution à la pointe coïncidente et l'utilisation du réseau en dehors de la période de pointe et deux composantes de coûts, soit une composante «volume annuel retiré» et une composante «capacité». L'intervenante réfère à la décision G-429⁹⁰⁵ de la Régie. Pour l'intervenante, sa proposition (« 12 NCP » ou « 12-CP ») permettrait de respecter les deux relations causales que la Régie a recherchées dans cette décision. Par ce fait, OC juge que sa proposition présente un caractère durable,

⁹⁰⁰ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., pages 10 et 11.

⁹⁰¹ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 12.

⁹⁰² Argumentation d'OC, page 40.

⁹⁰³ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., page 15.

⁹⁰⁴ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, ECS, Inc., pages 15 et 16.

⁹⁰⁵ Ordonnance G-429 de la Régie de l'électricité et du gaz, dossier 3028-85, 2 octobre 1985.

comme l'est l'approche adoptée dans la décision G-429 de la Régie datant de 1985 et encore en vigueur à ce jour.⁹⁰⁶

Concernant les tests de la FERC présentés par le transporteur, OC est d'avis qu'ils possèdent seulement une valeur indicative.⁹⁰⁷ En outre, l'intervenante mentionne que l'évolution de la demande du réseau du transporteur tendra à justifier l'utilisation d'une méthode « 12-CP ». Ceci amènerait la Régie à reconsidérer dans un futur proche sa décision si la méthode « 1-CP » devait être retenue dans le présent dossier.⁹⁰⁸

Le RNCREQ s'objecte à la proposition du transporteur et recommande l'adoption de la méthode d'allocation des coûts basée sur les 12 pointes coïncidentes « 12-CP ».

Pour les experts du RNCREQ, la proposition du transporteur va à l'encontre du «pacte social».⁹⁰⁹

*« The pacte social is generally understood to include, among other things, ensuring that the costs of serving residential users are shared by other categories of consumers. We see no reason why this cross-subsidization should be limited to industrial and commercial end-users and should not also include Hydro-Québec's exports and other users of the transmission system. »*⁹¹⁰

Selon les experts du RNCREQ, la méthode qu'ils recommandent est en conformité avec l'Ordonnance 888 de la FERC et du Tarif pro forma.⁹¹¹ L'approche « 12-CP » est, de leur point de vue, plus équitable. Elle concilie davantage l'intérêt public, la protection du consommateur et le traitement équitable du transporteur, comme l'exige l'article 5 de la Loi.⁹¹²

Le RNCREQ rejoint la position de l'ACEF de Québec et d'ARC-FACEF-CERQ et d'OC sur l'aspect non déterminant des tests de la FERC pour le choix de la méthode 1-CP tel que soumis par le transporteur.⁹¹³

⁹⁰⁶ Argumentation d'OC, pages 41 à 43.

⁹⁰⁷ Argumentation d'OC, page 44.

⁹⁰⁸ Argumentation d'OC, page 14.

⁹⁰⁹ Argumentation du RNCREQ, page 82.

⁹¹⁰ RNCREQ-18, pages 47 et 48.

⁹¹¹ RNCREQ-18, page 43.

⁹¹² RNCREQ-18, page 48.

⁹¹³ Argumentation du RNCREQ, page 82.

[...]

*Québec has a centralized market environment in which efficient dispatch and reliable operation are achieved by the integrated utility. Under these conditions, a postage stamp design based on average embedded costs as proposed by Hydro-Québec is the most appropriate choice. »*⁹²²

Pour le transporteur, sa proposition tarifaire est bien adaptée au contexte réglementaire et juridique encadrant le transport de l'électricité au Québec.⁹²³

L'expert, en réponse à une demande de renseignements, précise également que les tarifs de transport devraient respecter les principes de causalité des coûts et de l'utilisateur payeur :

« Transmission rates should respect cost causality and the principle of user-pay. The principle of cost causality in this context means that transmission rates are designed to collect the transmission revenue requirement of the grid built to serve all users under open access.

*The user-pay principle implies that users of the transmission system should pay based on their usage of the system. »*⁹²⁴

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est un réseau conçu de façon à répondre en tout temps aux besoins en électricité qui atteignent leur maximum en période d'hiver.

Le réseau de transport doit être en mesure de répondre à cette demande. Une fois les équipements installés, les besoins de transit correspondant aux autres périodes de l'année peuvent être satisfaits à un coût marginal très faible. Il est donc nécessaire que les tarifs de transport proposés reconnaissent l'importance de la pointe annuelle dans les dépenses engagées par le transporteur pour répondre aux besoins de la charge locale.⁹²⁵

Dans sa présentation en audience, le transporteur mentionne que la tarification proposée tient compte de l'intégralité du réseau de transport et de l'uniformité territoriale.

« En conclusion, ce que nous vous proposons ici, c'est une tarification qui tient compte de l'intégralité du réseau de transport, la Loi de la Régie, articles 2 et 164.1, en se basant sur ce que tous les actifs sont utilisés ou susceptibles d'être utilisés par tous les clients et servent tous à la fiabilité du réseau de transport, à ce moment-là nous avons considéré les revenus requis comme un tout à être récupéré par tous les clients, auprès de tous les clients.

*C'est une tarification qui tient compte de l'uniformité territoriale, article 49 de la Loi de la Régie de l'énergie qui indique qu'il y a une uniformité territoriale [...]. »*⁹²⁶

⁹²² HQT-10, document 4, page 18.

⁹²³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

⁹²⁴ HQT-13, document 1, pages 110 et 111.

⁹²⁵ HQT-10, document 1, page 6.

⁹²⁶ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 79.

Selon le transporteur :

« C'est une tarification qui assure un traitement comparable de tous les clients, assure un accès non discriminatoire au réseau [...]. C'est une tarification qui permet une utilisation efficace des actifs de transport en donnant à la force commerciale toute la souplesse nécessaire pour obtenir une réduction des coûts assumés par la charge locale. »⁹²⁷

Dans son argumentation écrite, le transporteur considère qu'au-delà de la prise en compte des critères associés à l'allocation des coûts apportés en preuve, ceux propres à la construction et à la conception des tarifs doivent aussi être intégrés lors de cet exercice. Aux résultats de l'allocation des coûts viennent s'ajouter les autres éléments de la politique tarifaire qui alimentent la conception des tarifs.⁹²⁸

Récupération du revenu requis et tarifs au coût moyen, exprimés en \$/kW

Les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau.

Le transporteur propose des tarifs de transport fondés sur les coûts moyens. De son point de vue, cette approche est la plus équitable pour les clients de charge locale.⁹²⁹

Pour le transporteur, l'approche du coût moyen permet de récupérer auprès de l'ensemble des clients les coûts de transport nécessaires pour répondre à leur utilisation du réseau.

Le D^r Ren Orans mentionne dans son témoignage écrit :

« Hydro-Québec's proposed tariff prices the Network Integration, native load, and point-to-point services based on average embedded costs, thus ensuring the full collection of the estimated transmission revenue requirement. »⁹³⁰

Cette approche est également en continuité avec la pratique tarifaire en usage au Québec et partout ailleurs, dans le domaine du transport et de la distribution, tout comme le principe de l'uniformité territoriale.⁹³¹

Le transporteur propose des tarifs à composante unique de puissance, exprimés en \$/kW. Sa position est justifiée essentiellement par le fait que la presque totalité des coûts associés au réseau de transport est allouée à la puissance.⁹³²

⁹²⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 80.

⁹²⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 135 et 136.

⁹²⁹ HQT-10, document 1, page 6.

⁹³⁰ HQT-10, document 4, page 15.

⁹³¹ HQT-10, document 1, pages 6 et 7.

⁹³² HQT-10, document 1, page 11.

Pour le transporteur, il s'agit là de la pratique usuelle dans l'industrie.⁹³³ Le transporteur réfère à cet effet au balisage qu'il a effectué auprès de compagnies canadiennes et américaines et dont les résultats font état de tarifs exprimés en \$/kW.⁹³⁴ Ce serait aussi l'approche reconnue par la FERC, le tarif pro forma étant exprimé en \$/kW.⁹³⁵

Pour le transporteur, l'ajout d'une composante énergie exprimée en ¢/kWh à la structure tarifaire actuelle exprimée en \$/kW n'est pas justifié, de par l'aspect «négligeable» des coûts variables qui définiraient la composante énergie du coût de transport.⁹³⁶

En outre, le transporteur précise qu'en général, une composante en énergie ajoutée à une structure tarifaire de transport tient compte du taux des pertes observées sur le réseau de transport. Or, il n'est pas nécessaire d'en tenir compte dans la structure tarifaire proposée puisque c'est le client du service de transport qui doit compenser les pertes ou se procurer les quantités correspondantes auprès d'un producteur lorsqu'il effectue un transit sur le réseau.⁹³⁷

Le transporteur mentionne qu'un tarif de transport en énergie applicable à tous les clients ne permettrait pas de refléter les coûts résultant des appels de puissance et encouragerait une sous-utilisation du réseau de transport.⁹³⁸

Concernant l'impact d'une tarification en puissance, le transporteur indique que ce type de tarification ne pénalise pas en soi les fournisseurs qui alimentent les clients de charge locale puisque le critère de sélection du distributeur s'appuie sur les dépenses additionnelles qu'il devra engager, et non sur leur traitement tarifaire.⁹³⁹ Par contre, un tarif de transport en énergie favoriserait les clients à faible facteur d'utilisation, notamment les producteurs d'énergie de source intermittente. En revanche, le transporteur considère cette solution comme inefficace puisqu'elle ne reflète pas les différences de coûts résultant du taux d'utilisation des capacités de transport mobilisées.⁹⁴⁰

⁹³³ HQT-10, document 1, page 1.

⁹³⁴ HQT-10, document 1.7, page 4; HQT-10, document 1.1.

⁹³⁵ HQT-10, document 1.7, page 4.

⁹³⁶ HQT-10, document 1, page 13; HQT-10, document 1.7, page 4.

⁹³⁷ HQT-10, document 1, page 13.

⁹³⁸ HQT-10, document 1, page 14.

⁹³⁹ HQT-10, document 1, page 14.

⁹⁴⁰ HQT-10, document 1, page 14.

Tarif timbre-poste

Le transporteur propose des tarifs de type timbre-poste applicables sur l'ensemble du réseau de transport d'Hydro-Québec à tous les services, y compris aux services complémentaires.⁹⁴¹

Le transporteur indique qu'avec un maintien ce type de tarif, tous les clients du transporteur conservent leur droit à un même tarif, et ce, indépendamment de leur situation géographique, du parcours utilisé pour se rendre d'un point à un autre ou de la distance parcourue par l'électricité transitée.⁹⁴²

De plus, du point de vue du transporteur, les tarifs qu'il propose respectent l'esprit de la Loi qui prescrit l'uniformité territoriale des tarifs. L'article 49, alinéa 1, paragraphe 11 de la Loi stipule que la Régie doit, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, « *maintenir, sous réserve d'un décret du gouvernement à l'effet contraire, l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité.* »⁹⁴³

Pour le transporteur, les avantages d'une telle proposition sont sa simplicité et sa conformité à ce que l'on retrouve partout ailleurs dans les secteurs électrique et gazier.⁹⁴⁴ Le D^r Ren Orans écrit dans son témoignage à cet effet :

*« the tariff has a postage stamp design with well-understood terms and conditions that Hydro-Québec has already implemented. Being the industry standard, it is easy to use by all eligible customers. »*⁹⁴⁵

Selon le transporteur, toute tarification du transport qui viserait à appliquer un prix différent aux producteurs d'électricité en fonction de leur situation géographique pourrait remettre en question le rôle de l'électricité dans le développement régional du Québec. Elle serait également incohérente avec la tarification du transport du gaz naturel au Québec et son impact sur les centrales thermiques. Le transporteur souligne à cet égard que SCGM a récemment éliminé la tarification par zone au profit de tarifs uniformes sur l'ensemble du territoire québécois.⁹⁴⁶

M. Priddle, expert du transporteur, fait un parallèle avec l'expérience dans le transport du gaz au Canada dont les tarifs ont été caractérisés par une base tarifaire unique et un tarif timbre-poste s'appliquant à des régions très vastes et pendant une période très longue.⁹⁴⁷

⁹⁴¹ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴² HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴³ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴⁴ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁴⁵ HQT-10, document 4, page 15.

⁹⁴⁶ HQT-10, document 1, page 8.

⁹⁴⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 91 à 92.

L'expert note cependant des exceptions à l'application de cette approche dite « *rolled-in* » :

« There are separate rate bases in some special circumstances, but they fall outside the above definition. The most notable example is the maintenance by Westcoast Energy of separate rate bases for mainline transmission on the one hand and for gathering and gas processing on the other, but these are technically and economically separate businesses. »

Le transporteur affirme que l'uniformité des tarifs « *ne représente pas un obstacle au choix d'une source de production à moindre coût pour l'alimentation de la charge locale* ». ⁹⁴⁸ Il précise également qu'il n'a donc pas à favoriser, par sa tarification, une source d'énergie par rapport à une autre puisque l'ensemble des paramètres sera pris en compte dans le choix des fournisseurs.

Le D^r Ren Orans considère que dans un marché centralisé, comme c'est le cas pour Hydro-Québec, un tarif timbre-poste applicable à tous les services de transport s'avère le choix le plus judicieux puisque la répartition efficace et la fiabilité des opérations sont déjà assurées par l'entreprise intégrée. L'expert précise que dans cette structure centralisée, le rôle premier de la tarification du transport est de fournir un accès au réseau de transport aux producteurs indépendants, aux mêmes conditions et tarifs que l'entreprise intégrée offre à sa propre production. Pour veiller au fonctionnement efficace et fiable du réseau d'électricité de gros, l'entreprise intégrée n'a pas besoin d'avoir recours à une structure tarifaire sophistiquée visant à coordonner et programmer les transactions entre plusieurs acheteurs et vendeurs d'énergie de marchés décentralisés. Un tarif timbre-poste, simple et basé sur les coûts moyens, suffit, selon l'expert, à assurer un accès comparable au réseau dans un marché centralisé. ⁹⁴⁹

Tarification par fonction

Le transporteur s'oppose à une tarification par fonction. Le transporteur justifie sa position par la complexité élevée que représente une structure tarifaire par fonction et du risque d'iniquité qu'elle introduit. ⁹⁵⁰

Pour le transporteur, l'essentiel dans la construction des tarifs consiste à en préserver la simplicité et à en faciliter à la fois la compréhension et la gestion, tout en s'assurant qu'ils indiquent bien au client le coût, via sa facture, qu'il occasionne pour le transporteur. ⁹⁵¹

⁹⁴⁸ HQT-10, document 1, page 8.

⁹⁴⁹ HQT-10, document 4, page 8.

⁹⁵⁰ HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵¹ HQT-10, document 1, pages 32 et 33.

Une tarification du transport par fonction serait également «inéquitable» car elle pourrait conduire à un transfert de coût à des clients dont l'implantation a été réalisée alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.⁹⁵²

Selon le transporteur, l'identification et la définition des fonctions serait un processus à la fois arbitraire et complexe, d'autant que «*le réseau de transport du transporteur a été conçu de façon complètement intégrée.*»⁹⁵³

Le transporteur considère qu'une tarification par fonction irait à l'encontre de l'esprit et de la lettre de la Loi.⁹⁵⁴

En s'appuyant sur l'article 2 de la Loi, le transporteur soutient que l'établissement de plus d'une base de tarification serait contraire aux dispositions de la Loi. L'établissement de groupes d'actifs ou «*pools of assets*» dédiés à un service particulier, et dont les coûts seraient attribués à un seul client ou catégorie de clients, serait inapproprié et reviendrait à faire indirectement ce qui n'apparaît pas permis par la Loi.⁹⁵⁵

Selon le transporteur, l'application d'une tarification qui tiendrait compte de la situation géographique du client sur le réseau ou de la distance parcourue irait à l'encontre de l'uniformité territoriale des tarifs qui est à la base de la volonté du législateur en matière de tarification de l'électricité, tout en étant moins transparente et beaucoup plus complexe d'application.⁹⁵⁶

Uniformité des tarifs

Le transporteur propose un tarif uniforme, établi à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport. Selon Hydro-Québec, ce tarif reflète le fait que le réseau est intégré et qu'il sert à rendre tous les services de transport, y compris le service de point à point.⁹⁵⁷

Tous les clients du transport (charge locale, réseau intégré, point à point) sont facturés au même prix annuel de transport.⁹⁵⁸

⁹⁵² HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵³ HQT-10, document 1, page 33.

⁹⁵⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 134.

⁹⁵⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 19.

⁹⁵⁶ HQT-10, document 1, page 34.

⁹⁵⁷ HQT-10, document 1, page 7.

⁹⁵⁸ HQT-10, document 1, page 29.

Du point de vue du transporteur, ce type de tarif permet un accès au réseau de transport d'Hydro-Québec à un prix comparable à celui de la charge locale d'Hydro-Québec, pour tous les utilisateurs, les faisant contribuer par le fait même aux coûts fixes du réseau.⁹⁵⁹

Les changements introduits dans la Loi introduisent le principe de l'uniformité territoriale. Par ailleurs, la « *Politique énergétique* » faisait plutôt référence à la « *tarification unique de l'électricité, sur l'ensemble du Québec* » ou simplement à l'uniformité des tarifs qui s'appliquait jusqu'alors aux tarifs finaux.⁹⁶⁰

Tarif de congestion

Le transporteur ne propose pas de tarif de congestion. Compte tenu du contexte actuel où le nombre de clients du transporteur est limité, du fait qu'une répartition efficace de la production est effectuée par l'opérateur du réseau de transport, et de la complexité au niveau du développement et de l'application de ces types de tarifs, le recours à un tarif de congestion n'est pas considéré dans la présente cause tarifaire.⁹⁶¹

Le transporteur mentionne que le traitement de la congestion se fait « *au moyen de la réduction des rabais affichés sur les services de point à point à court terme et au besoin, par l'interruption des transits non fermes de point à point.* »⁹⁶²

L'expert Ren Orans, en réponse à une demande de renseignements, indique que l'introduction d'un tarif de congestion serait approprié seulement si le Québec adoptait un système décentralisé caractérisé par une forte congestion.

*« Differentiated transmission rates that reflected the costs of relieving congestion would be appropriate only if Québec adopted a decentralized system which also experienced high levels of congestion. »*⁹⁶³

Le transporteur ne prévoit de congestion ni pour le court terme, ni pour le moyen ou le long terme.⁹⁶⁴

Le transporteur indique qu'il planifie actuellement son réseau de manière à éviter la congestion, et une tarification de la congestion n'est donc pas prévue à court terme.⁹⁶⁵

⁹⁵⁹ HQT-13, document 1, page 104.

⁹⁶⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, page 19.

⁹⁶¹ HQT-10, document 1, page 35.

⁹⁶² HQT-10, document 1, pages 34 et 35.

⁹⁶³ HQT-13, document 1, pages 108 et 109.

⁹⁶⁴ HQT-13, document 14, pages 30 et 31.

⁹⁶⁵ HQT-13, document 12, page 12.

Le transporteur précise toutefois qu'il y aurait adaptation du tarif, par ajout au tarif timbre-poste d'une tarification basée sur les coûts marginaux de court terme, advenant un accroissement significatif du nombre d'acteurs sur les marchés de gros québécois et voisins.⁹⁶⁶

Niveau des tarifs

Le transporteur propose un tarif de transport de 75,18 \$/kW/an. Ce tarif est calculé en prenant le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des pointes annuelles prévues des clients de charge locale d'Hydro-Québec et des réservations prévues pour le service de transport de point à point annuel, soit 35 570 MW.⁹⁶⁷

Selon Hydro-Québec, les tarifs de TransÉnergie ne sont pas si élevés. La hausse des tarifs de transport de 1997 à 2001 est inférieure à l'inflation.⁹⁶⁸ En réponse à une demande de renseignements, le transporteur établit une comparaison à cet effet. Les tarifs annuels auraient ainsi augmenté de 5,8 % entre 1997 et 2001, comparativement à l'inflation cumulée au cours de cette période, soit 7,2 %.⁹⁶⁹

Positions des intervenants

Pour l'ACEF de Québec, les tarifs doivent intégrer les aspects de redistribution⁹⁷⁰ et les considérations sociales.⁹⁷¹ Selon l'intervenante, dans un marché, les prix sont déterminés par un équilibre dynamique entre l'offre et la demande. Ne prendre en compte que les caractéristiques de l'offre est un comportement proprement monopolistique, décroché de la réalité des consommateurs. De même, ne pas prendre en compte l'impact de la tarification proposée sur les comportements des consommateurs et sur l'accessibilité aux services publics démontre un manque de respect des consommateurs québécois.

L'ACEF de Québec estime que le problème de tarification des services d'une entreprise réglementée en présence de coûts communs à plusieurs services ou clientèles, est souvent une question de choix entre l'efficacité et l'équité.⁹⁷² Il faut répartir équitablement les revenus requis en priorisant toujours la charge locale.⁹⁷³

⁹⁶⁶ HQT-10, document 1, page 35.

⁹⁶⁷ HQT-10, document 1, pages 23 et 24.

⁹⁶⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, page 149.

⁹⁶⁹ HQT-13, document 1, page 118.

⁹⁷⁰ ACEF de Québec-1, page 34.

⁹⁷¹ ACEF de Québec-2, page 22.

⁹⁷² ACEF de Québec-1, page 32.

⁹⁷³ NS, 17 avril 2001, volume 9, pages 187 et 188.

L'intervenante considère qu'une tarification basée sur la capacité maximale de l'année pénalise la charge locale puisqu'elle alourdit le fardeau des consommateurs ayant une consommation plus forte en hiver de façon disproportionnée.⁹⁷⁴ L'intervenante effectue à cet effet des calculs aux fins de comparaison des différentes méthodes d'allocation des coûts.⁹⁷⁵

Pour l'intervenante, les tarifs proposés par le transporteur ne tiennent pas compte du facteur d'utilisation.⁹⁷⁶ L'ACEF de Québec est d'avis qu'une tarification basée sur le niveau de consommation ou un mixte (niveau de consommation-capacité utilisée) serait préférable.⁹⁷⁷

L'intervenante justifie une tarification du transport à deux composantes (capacité réservée et volume livré) par la norme qu'elle représente au Canada pour le transport du gaz naturel depuis la décision de l'ONE en 1973.

Pour l'ACEF de Québec, l'uniformité territoriale des tarifs n'implique en aucun cas l'unicité des tarifs.⁹⁷⁸ Pour l'intervenante, le tarif pour le service de point à point devrait être différent des tarifs applicables à la charge locale et le service en réseau intégré.⁹⁷⁹

Enfin, l'ACEF de Québec s'oppose à la proposition de Énergie NB d'attribuer aux clients du service de point à point des rabais par niveau de tension tels que ceux appliqués aux clients du tarif L. Entre autres, l'intervenante mentionne que la structure du tarif L diffère de celle du tarif de transport. Pour une tension de 170 kV et plus, l'ACEF de Québec évalue le rabais pour les clients L à 27 % au lieu de 34 % comme proposé par Énergie NB.⁹⁸⁰

⁹⁷⁴ ACEF de Québec-1, page 29.

⁹⁷⁵ ACEF de Québec-1, page 36.

⁹⁷⁶ ACEF de Québec-1, pages 26 et 34.

⁹⁷⁷ ACEF de Québec-1, page 29.

⁹⁷⁸ ACEF de Québec-5, page 12.

⁹⁷⁹ ACEF de Québec-5, page 14.

⁹⁸⁰ Argumentation de l'ACEF de Québec, pages 38 et 39.

L'AIEQ préconise un tarif de transport optimal d'un point de vue de l'allocation des ressources, tel que défini dans le rapport de son expert et eu égard aux sept objectifs suivants :

1. atteindre une allocation optimale des ressources;
2. fournir un produit de qualité et un service fiable;
3. assurer la compatibilité avec des marchés interconnectés;
4. favoriser le commerce de l'électricité;
5. favoriser le développement de l'industrie électrique au Québec;
6. primauté à la filière hydroélectrique;
7. assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité.⁹⁸¹

Selon l'expert Robert Gagné, deux conditions essentielles doivent être respectées lors de l'application d'une tarification au coût moyen tout comme dans le cas d'une tarification au coût marginal. D'abord, la structure de coût considérée doit correspondre au coût minimum nécessaire pour offrir le niveau de service requis, incluant le coût d'opportunité du capital. Ensuite, cette structure doit ignorer les dépenses superflues, c'est-à-dire les dépenses qui ne sont pas absolument requises pour la prestation du service dans des conditions normales d'opération.⁹⁸²

Selon l'AIEQ, un tarif de transport fondé sur la distance favorise les unités de production situées à proximité des centres de consommation, tandis qu'un tarif « timbre-poste » supprime cet avantage et crée même un interfinancement implicite en faveur des installations de production éloignées telles les installations hydroélectriques. Si le tarif de transport devait être fondé sur la distance, cela favoriserait des unités de production à proximité du Sud du Québec, dont les centrales thermiques situées aux États-Unis. La balance commerciale énergétique québécoise pourrait alors se détériorer. Cette perspective constitue une autre raison, outre le pacte social en faveur des consommateurs en région périphérique, de ne pas remettre en question la formule de tarification « timbre-poste ». ⁹⁸³

Selon l'expert, la structure des coûts d'Hydro-Québec ne permet pas une tarification au coût marginal puisqu'une telle approche entraînerait probablement un déficit d'exploitation. Alternativement, une tarification au coût moyen peut être considérée dans la mesure où la structure de coût retenue pour le calcul du tarif est exempte de dépenses superflues et d'inefficacités. Il demeure toutefois qu'une tarification au coût moyen est sous-optimale et que toute mesure visant à rapprocher le tarif et le coût marginal, tout en assurant l'équilibre

⁹⁸¹ AIEQ-1, page 3.

⁹⁸² AIEQ-2, paragraphe 17.

⁹⁸³ AIEQ-1, pages 7 et 8.

budgétaire, est vivement souhaitable dans un contexte où l'efficacité économique est un critère important.⁹⁸⁴

L'AIEQ croit que le Québec devrait envisager des solutions palliatives, juste pour répondre à une croissance modérée de la demande de pointe intérieure.

L'AIEQ estime que la limitation de la croissance de la demande de pointe est l'option préférable sur les plans économique et environnemental. Une tarification différenciée selon le moment de la consommation constitue le moyen le plus efficace d'étaler la demande de pointe et donc d'en retarder la croissance. Une tarification de pointe incite à déplacer la consommation d'électricité vers des périodes hors pointe.⁹⁸⁵

Selon l'AIEQ, le calcul d'un coût moyen basé sur la demande de pointe n'encourage pas une consommation rationnelle de l'énergie, ni une utilisation optimale du réseau de transport. Cette base de tarification ne signale pas aux consommateurs les coûts réels engendrés par la consommation en période de pointe, le tarif étant le même en pointe ou hors pointe.⁹⁸⁶

L'AIEQ recommande à la Régie de tendre vers un modèle de tarification différenciée tant au niveau des tarifs de distribution que de transport. La présente cause portant sur le tarif de transport doit servir à jeter les bases du modèle et à l'introduire graduellement.⁹⁸⁷

L'AIEQ recommande, par ailleurs, d'accepter sur une base temporaire le modèle de tarification proposé par TransÉnergie, jusqu'à la mise en vigueur de tarifs de pointe différenciés selon le moment de la consommation, à savoir : un tarif de pointe supérieur au tarif proposé durant certaines heures du jour et un tarif hors pointe inférieur au tarif proposé durant le reste de l'année. L'intervenante recommande également de requérir d'Hydro-Québec, dans un délai raisonnable n'excédant pas 180 jours, le dépôt à la Régie de l'énergie d'une proposition de grille tarifaire différenciée.⁹⁸⁸

ARC-FACEF-CERQ considère que l'augmentation ou le maintien à un niveau trop élevé des tarifs d'électricité pour permettre de dégager des dividendes supplémentaires au gouvernement s'apparente, dans les faits, à une taxe.⁹⁸⁹ Il est primordial, de l'avis de l'intervenant, de s'assurer que les décisions qui seront prises dans le cadre réglementaire soient justes et équitables et n'alourdissent pas davantage et de façon indue le fardeau des

⁹⁸⁴ AIEQ-2, paragraphe 19.

⁹⁸⁵ AIEQ-1, pages 9 et 10.

⁹⁸⁶ AIEQ-1, pages 10 et 11.

⁹⁸⁷ AIEQ-1, page 11.

⁹⁸⁸ Argumentation de l'AIEQ, page 10.

⁹⁸⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 53.

consommateurs québécois. Pour le regroupement, c'est ici que le mot équité prend tout son sens et le rôle de la Régie, toute son importance.⁹⁹⁰

Pour ARC-FACEF-CERQ, le concept d'équité est relié à celui de justice, comme il y est fait référence dans la Loi (articles 49 et 31,1 alinéa 2 de la Loi). De son point de vue, il faut éviter d'opposer le concept de l'équité avec le concept d'égalité.⁹⁹¹ Il y a lieu de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs, et un traitement équitable du distributeur.⁹⁹²

Pour l'intervenant, l'élément le plus important à considérer est la nécessité que les consommateurs québécois soient les premiers à bénéficier des choix qui ont été faits collectivement de favoriser le développement hydroélectrique.⁹⁹³

Le regroupement s'oppose à l'interprétation étroite de la Loi faite par Hydro-Québec sur l'uniformité territoriale des tarifs et l'allocation des coûts des actifs.⁹⁹⁴

Selon ARC-FACEF-CERQ, l'uniformité territoriale des tarifs fait partie de la décision collective des Québécois de s'assurer que, dans toutes les régions du Québec, les tarifs soient les mêmes pour tous ceux qui se trouvent à l'intérieur d'une même catégorie tarifaire donnée.⁹⁹⁵

L'interprétation de l'article 49, alinéa 1, paragraphe 11, ne doit pas priver la Régie d'exercer pleinement la juridiction pour laquelle le législateur l'a créée, soit la compétence générale de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif. L'intervenant ajoute que la loi doit s'interpréter de manière à amener la Régie à respecter ses compétences et son mandat prévu à l'article 5. Toute autre interprétation réductrice n'est pas appropriée et est contraire au principe général d'interprétation à l'effet qu'une loi remédialrice doit être interprétée de façon libérale et de manière à ce qu'elle assure l'accomplissement de son objet.⁹⁹⁶

Pour ARC-FACEF-CERQ, l'uniformité territoriale ne s'applique pas forcément aux tarifs d'exportation :

« Cette uniformité territoriale qui fait partie du pacte social entre la société d'État et les consommateurs québécois doit se poursuivre au niveau aussi des tarifs des trois entités

⁹⁹⁰ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 54.

⁹⁹¹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 41.

⁹⁹² Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 44.

⁹⁹³ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 82.

⁹⁹⁴ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 11.

⁹⁹⁵ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 56.

⁹⁹⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 37.

d'Hydro-Québec, dont celui du Transport. Toutefois, rien ne justifie qu'une telle uniformité soit aussi la norme au niveau des tarifs d'exportation ou d'utilisation du réseau par des tiers. Au contraire, il s'agit là d'un glissement de sens entraînant une iniquité flagrante au niveau des tarifs payés par les différentes catégories d'usagers autres que la charge locale. »⁹⁹⁷

La **Coalition industrielle** recommande une tarification dégroupée⁹⁹⁸ du transport. L'intervenante considère que la structure des tarifs proposée par Hydro-Québec n'encourage pas l'accès à de nouveaux entrants dans le marché.⁹⁹⁹ **Énergie NB** et **NEG** souscrivent à cette proposition.¹⁰⁰⁰

Pour la Coalition industrielle, il existe trois enjeux dans la présente cause: i) le niveau très élevé des tarifs d'Hydro-Québec, ii) l'application non standard des principes de fixation des tarifs, et iii) les plaintes soumises à la FERC portant sur la discrimination et l'accès non équitable du réseau.¹⁰⁰¹

Pour la Coalition industrielle, la Régie doit s'assurer d'adopter des tarifs justes et raisonnables. L'expert de l'intervenante, le D^r El-Ramly mentionne à cet effet :

« Subsection 7 of Section 49 requires that the Régie ensure reasonableness of the rates. So ensuring reasonableness is one of the drivers, according to the Act, and according to any standard rate-setting principles. And the final sentence of Section 49 allows the Régie to use any other method it considers appropriate. So in effect, the Régie has a lot of leeway in interpreting how to apply the Act in setting rates. »¹⁰⁰²

Du point de vue de l'expert, la facilité d'implantation d'un tarif n'est pas une préoccupation essentielle pour la tarification du service de point à point. Les clients de gros sont assistés par les conventions d'OASIS.¹⁰⁰³

Le D^r El-Ramly considère également que l'analyse des marchés centralisés et décentralisés telle que soumise par le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, ne suffit pas. Selon l'expert, les tarifs doivent tenir compte de la tarification des juridictions voisines.¹⁰⁰⁴ L'intervenante considère que les tarifs doivent être déterminés selon les mêmes principes et méthodes que ceux employés dans les juridictions à qui Hydro-Québec doit offrir la réciprocité.¹⁰⁰⁵ La

⁹⁹⁷ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, pages 56 et 57.

⁹⁹⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 83.

⁹⁹⁹ Coalition-5, page 31.

¹⁰⁰⁰ NEG-5; NEG-9; NB Power-1, pages 7 et 9.

¹⁰⁰¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 147.

¹⁰⁰² NS, 25 mai 2001, volume 26, page 152.

¹⁰⁰³ Coalition-5, page 26.

¹⁰⁰⁴ Coalition-5, page 31.

¹⁰⁰⁵ Coalition-1, document 4, page 10.

Coalition industrielle considère que les tarifs de transport doivent être compatibles avec les exigences de la FERC en matière de RTO.¹⁰⁰⁶

Pour l'expert de la Coalition industrielle, l'équité exige une structure tarifaire reflétant une allocation des coûts aux clients qui en sont responsables. Les tarifs de transport doivent, selon lui, refléter la causalité des coûts.¹⁰⁰⁷

Pour la Coalition industrielle, un tarif comparable à celui d'Hydro-Québec, applicable aux tiers, ne serait pas juste, de par la position dominante d'Hydro-Québec dans l'utilisation du réseau.¹⁰⁰⁸

La Coalition industrielle estime que le tarif proposé par le transporteur ne reflète pas les structures de tarifs des compagnies canadiennes comparables comme la tarification marginale appliquée à BC Hydro ou la distinction des exportations et le «*wheel through*» pratiqués à Hydro One Networks.¹⁰⁰⁹

Le D^r El-Ramly considère que les tarifs proposés par le transporteur ne sont pas efficaces et rien, dans les tarifs proposés, n'incite, selon lui, à modifier l'utilisation du réseau.¹⁰¹⁰

L'expert affirme que les tarifs de transport de TransÉnergie sont les plus élevés en Amérique du Nord.¹⁰¹¹ L'expert s'appuie sur le balisage effectué par Hydro-Québec auprès des entreprises publiques d'électricité nord-américaines (HQT-10, document 1.1) et effectue une comparaison avec les tarifs de certaines provinces canadiennes.

*« The transmission rates are between 150% and 250% higher than those of BC Hydro's corresponding Point-to-Point rates and 2 to 3 times that of Manitoba Hydro's corresponding Point-to-Point rates. BC Hydro's rates are considered high by industry standards. »*¹⁰¹²

*« Over 200% of NB Power »*¹⁰¹³

Selon l'expert, le niveau élevé des tarifs serait essentiellement le résultat de la «*classification*» et de la «*fonctionalisation*» des actifs de transport effectuées par le transporteur.¹⁰¹⁴

¹⁰⁰⁶ Coalition-1, document 1, page 20.

¹⁰⁰⁷ Coalition-5, page 27.

¹⁰⁰⁸ Coalition-5, page 48.

¹⁰⁰⁹ Coalition-5, document 1, page 30.

¹⁰¹⁰ Coalition-5, document 1, pages 28 et 29.

¹⁰¹¹ Coalition-5, document 1, page 18.

¹⁰¹² Coalition-5, document 1, page 30.

¹⁰¹³ Coalition-5, document 4, page 6.

¹⁰¹⁴ Coalition-5, document 4, page 6.

La Coalition industrielle soumet que l'article 49 de la Loi demande expressément à la Régie, en son alinéa 1, paragraphe 6, de « *tenir compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs* ». L'intervenante plaide que cet article de la Loi consacre le principe de l'utilisateur payeur en ce qu'il demande que les tarifs facturés à chaque catégorie de consommateurs constituent le juste reflet de leur contribution au coût de service. Pour la Coalition industrielle, et vue sous cet angle, la tarification uniforme préconisée par Hydro-Québec contreviendrait à l'article 49 de la Loi.¹⁰¹⁵

La Coalition industrielle est d'avis que les tarifs uniformes pour les clients du détail sont la norme dans l'industrie. Par contre, il en va différemment pour le tarif du service de point à point.¹⁰¹⁶ L'expert de la Coalition industrielle s'appuie sur l'exemple de BC Hydro qui offre des tarifs uniformes pour le service en réseau intégré et des tarifs selon le point de réception et le point de livraison pour le service de point à point.

*« By the way, BC Hydro offered domestic users uniform postage stamp rates. In B.C., you cannot not talk about postage stamp, it is just how far do you go in applying postage stamp, do you think of postage stamps as inducers or do you think of postage stamps as even wholesale users when they have a completely different impact on the system, depending on the location. »*¹⁰¹⁷

La Coalition industrielle propose une tarification différenciée et équitable pour chaque service.¹⁰¹⁸

En matière de structure tarifaire, le D^r El-Ramly mentionne trois alternatives possibles pour les tarifs de point à point: i) un tarif à trois composantes; ii) un tarif basé sur les points de réception et les points de livraison; iii) des tarifs par niveau de tension.¹⁰¹⁹

L'expert manifeste sa préférence pour le premier type de tarif qui aurait trois composantes :

- une composante liée aux centrales de production éloignées qui pourraient s'apparenter aux « *gathering facilities* » dans le secteur du gaz;
- une composante réseau à appliquer à tous les usagers de manière équitable et uniforme;
- une composante interconnexion (*Export/Wheeling-across/intertie component*) applicable aux utilisateurs de ces équipements à des fins de transit.

¹⁰¹⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰¹⁶ Coalition-5, document 1, page 33.

¹⁰¹⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 161.

¹⁰¹⁸ Coalition-1, document 4, page 10.

¹⁰¹⁹ Coalition-5, document 1, page 20.

L'expert précise que la dernière composante (Interconnexion) peut aussi être intégrée à la seconde.¹⁰²⁰

Dans la perspective d'un tarif basé sur les coûts, ce type de tarif dégroupé présente l'avantage d'être conforme aux standards dans l'industrie et d'être compatible avec la Loi.¹⁰²¹ Selon la Coalition industrielle, cette structure tarifaire reflète la particularité du réseau de TransÉnergie.¹⁰²²

L'expert réfère à la pratique dans le secteur du gaz naturel dont a fait état M. Priddle. L'expert de la Coalition industrielle considère à cet égard que l'exception au tarif timbre-poste mentionnée par M. Priddle, à savoir Westcoast Energy, est une exception importante et présente des similitudes avec le réseau de TransÉnergie et son environnement.

*« However, Mr. Priddle noted an important exception to the practice of uniform rate application, based on "separate rate bases for mainline transmission on the one hand and for gathering and gas processing on the other." (HQT – 13, Document 5, p. 7, lines 15-17). The exception presented by Mr. Priddle, in fact, very closely appears to resemble TransÉnergie's system and operational environment more than the general rule does. »*¹⁰²³

La Coalition industrielle plaide que sa proposition d'un tarif dégroupé est conforme à la Loi (articles 2 et 49, alinéa 11).¹⁰²⁴ Pour l'intervenante, l'assumption par le Producteur des coûts des actifs du réseau de transport qu'il utilise effectivement n'est certainement pas contraire à la lettre ou à l'esprit du projet de loi 116.¹⁰²⁵

Pour l'intervenante, il convient de distinguer entre la séparation des actifs d'Hydro-Québec entre ses trois (3) grandes unités d'affaires (Production, Transport et Distribution), d'une part, et la «fonctionnalisation» des actifs de TransÉnergie et leur allocation aux diverses catégories d'utilisateurs aux fins de la fixation des tarifs, d'autre part.¹⁰²⁶ L'exercice se limite en effet à établir des tarifs justes et raisonnables reflétant l'utilisation effective des fonctions du réseau par chaque catégorie d'utilisateurs.¹⁰²⁷

¹⁰²⁰ Coalition-5, document 1, page 37.

¹⁰²¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 163.

¹⁰²² Coalition-5, document 1, page 37.

¹⁰²³ Coalition-5, document 1, page 34.

¹⁰²⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰²⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, page 90.

¹⁰²⁶ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

¹⁰²⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, page 89.

Une fois dégroupés par fonction, les tarifs de TransÉnergie seraient rigoureusement les mêmes (pour le même service) à la grandeur de son réseau, sans égard à la localisation géographique des usagers concernés.¹⁰²⁸

Sa proposition respecterait également l'article 164.1 de la Loi. Pour la Coalition industrielle, le contenu de la base de tarification de TransÉnergie ne sera aucunement affecté et demeurera rigoureusement le même peu importe l'allocation des coûts de ses diverses composantes en catégories distinctes.¹⁰²⁹

L'intervenante estime que sa proposition est conforme à l'article 49, alinéa 6 qui tient compte des coûts de service et des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs, à l'article 49.7 qui mentionne des tarifs justes et raisonnables et à l'article 49, dernier alinéa qui stipule que la Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée.¹⁰³⁰

À titre transitoire, l'intervenante propose un rabais de 25 % sur les tarifs, afin de refléter un tarif raisonnable et signaler l'intention de la Régie de procéder à une allocation appropriée des coûts.¹⁰³¹

Selon le D^r El-Ramly, ce pourcentage de 25 % constitue le minimum requis à cette fin.¹⁰³²

Dans son argumentation, l'intervenante précise que ce rabais intérimaire de 25 % ne devrait être offert qu'aux seuls usagers du service de transport de point à point qui n'utilisent pas les actifs de «*gathering*» tels que les postes de départ et les lignes de transport à très haute tension qui sont requises pour acheminer l'électricité produite dans le Nord du Québec jusque vers les centres de consommation. En pratique, ceci signifie que le Distributeur de même qu'Hydro-Québec Production n'auraient pas droit à ce rabais et que seuls les usagers du service de transit de point à point y auraient droit.¹⁰³³

La Coalition industrielle mentionne que l'impact financier d'une telle mesure devrait être minime compte tenu que ces usagers ne représentent à peine que 0,4 % de l'utilisation du réseau de TransÉnergie.¹⁰³⁴

¹⁰²⁸ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰²⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, page 91.

¹⁰³⁰ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 91 et 92.

¹⁰³¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 172.

¹⁰³² Coalition-5, document 2, page 23.

¹⁰³³ Argumentation de la Coalition industrielle, page 97.

¹⁰³⁴ Argumentation de la Coalition industrielle, page 97.

En réponse, dans son argumentation, le **transporteur** plaide qu'un rabais de 25 % comme le suggère l'expert de la Coalition industrielle occasionnerait un manque à gagner qui devra être compensé par un accroissement équivalent de 25 % du volume de transits ou sinon, il devra être assumé par la charge locale.¹⁰³⁵

Enfin, la **Coalition industrielle** est d'avis qu'un tarif en puissance est approprié pour les services fermes. Pour les services non fermes, l'intervenante croit qu'un tarif en énergie serait plus adapté, étant donné l'interruption possible du service le rendant incertain.¹⁰³⁶

L'expert mentionne à ce propos :

*« For all non-firm transactions an energy charge is the most appropriate method as the delivery is uncertain and the certainty of the service quality cannot be defined since it is, by definition, non-firm and can be interrupted. The main value of charging based on energy is that it enhances the operator's ability to optimize the system and fill valleys of transmission with use that would not have been possible if capacity only charges were levied. Such valleys become more certain as the time frame decreases. »*¹⁰³⁷

Si une composante énergie devait être appliquée, l'expert précise qu'un tarif différencié dans le temps serait approprié. Cependant, la prise en compte de cette différenciation par une politique de rabais serait plus indiquée :

*« Such time of use differentiation could be more suitably applied via a discount policy that also recognizes the extent of system utilization. »*¹⁰³⁸

Énergie NB est d'accord sur la proposition d'un tarif en puissance.¹⁰³⁹

Énergie NB s'oppose à des tarifs hautement agrégés.¹⁰⁴⁰ Les coûts devraient être désagrégés avec pour but de fournir un meilleur signal de prix pour les services desservis dans le marché.¹⁰⁴¹

Pour Énergie NB, les tarifs proposés par le transporteur ne sont pas basés sur des principes de tarification acceptés.

« [...] the actual Hydro-Québec proposal as laid down before this Régie, we see, is discriminatory. It's discriminatory for a number of reasons, it is not based on accepted ratemaking principles, it treats Hydro-Québec Distribution in a preferential manner, it treats

¹⁰³⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

¹⁰³⁶ Coalition-5, document 2, page 8.

¹⁰³⁷ Coalition-5, document 2, page 8.

¹⁰³⁸ Coalition-5, document 2, page 9.

¹⁰³⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 52.

¹⁰⁴⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 22.

¹⁰⁴¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 22.

*Hydro-Québec Production in a preferential manner, it is priced much too high and blocks trade. And because of this high price, there's little opportunity for increased usage of the system and because of the little opportunity for increase usage, there's no opportunity for associated benefits of that usage to flow to Québec electricity consumers so that the price of transmission could be lowered. »*¹⁰⁴²

*« [...] in northern regions, in long transmission lines, and I subscribe that the main reason why they are significantly lower in Manitoba and British Columbia is on the basis of a cost allocation methodology, where in Manitoba only the mesh network is included in the transmission tariff; all other radial lines are charged to generation and all radial load serving lines are charged to distribution ».*¹⁰⁴³

Énergie NB réfère aux objectifs de tarification émis par la FERC et qui sont :

- permettre la récupération des revenus requis de transport;
- être facile à mettre en oeuvre et à utiliser;
- offrir un accès au réseau libre et comparable;
- être équitable;
- favoriser l'efficacité économique.¹⁰⁴⁴

Certains intervenants, tels que **NEG** et **OPG**, réfèrent eux aussi aux principes émis par la FERC.¹⁰⁴⁵

Pour **Énergie NB**, l'objectif de simplicité ne fait pas partie des objectifs que le législateur a prescrits. L'intervenante considère que les systèmes électriques sont complexes et la tâche qui incombe à la Régie qui est celle de fixer un tarif à la place du marché n'est pas simple.¹⁰⁴⁶

Cette intervenante affirme que les tarifs proposés par le transporteur seraient les plus élevés du Nord-Est américain. Il réfère à la comparaison, effectuée par M. Bishop¹⁰⁴⁷ et corrigée en audience, des tarifs de transport pratiqués dans certaines provinces canadiennes (Colombie-Britannique, Manitoba, Ontario et Nouveau-Brunswick) et certains États américains (Nouvelle-Angleterre et New York).¹⁰⁴⁸

¹⁰⁴² NS, 25 mai 2001, volume 26, page 45.

¹⁰⁴³ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 41 et 42.

¹⁰⁴⁴ Evidence of William Marshall, pages 3 et 4.

¹⁰⁴⁵ NEG-5, page 15; Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 21.

¹⁰⁴⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 49.

¹⁰⁴⁷ NB Power-1, page 7.

¹⁰⁴⁸ NB Power-9, page 39.

En audience, le **transporteur** réplique que des rectifications sont à apporter à la comparaison des tarifs faite par Énergie NB.¹⁰⁴⁹ En particulier, les tarifs de New York, basés sur 4 160 heures d'utilisation dans l'année, sont incompatibles avec la méthode utilisée en Ontario où la réservation annuelle peut être utilisée durant 8 760 h.¹⁰⁵⁰ De plus, un seul tarif aurait été présenté par Énergie NB alors que NYISO comprend plusieurs transporteurs. Enfin, à ces tarifs s'ajouterait un coût de congestion et des frais d'ajustement relatifs à NYPA.¹⁰⁵¹

Énergie NB plaide dans son argumentation que le législateur québécois accepte l'idée que les producteurs doivent être traités sur un pied d'égalité par le transporteur. Selon l'intervenante, c'est pourquoi le paragraphe 7° du premier alinéa de l'article 49 de la Loi prévoit que la Régie, quand elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, doit s'assurer que le tarif et les autres conditions applicables à la prestation de service sont justes et raisonnables.¹⁰⁵²

Énergie NB soutient que le tarif proposé par Hydro-Québec pour le service de transport de point à point contient des obstacles significatifs à l'émergence d'un marché compétitif viable sur le marché de gros de l'électricité dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord.¹⁰⁵³

Pour Énergie NB, le tarif élevé résultant de l'inclusion des GRTA dans les actifs de transport est inefficace pour les nouveaux participants au marché.¹⁰⁵⁴

Selon l'intervenante, les tiers ne devraient pas financer les clients actuels. La réforme de la tarification du transport a pour objet premier de donner des signaux de prix plus efficaces. Cette réforme ne cherche pas à récupérer des coûts irrécupérables.¹⁰⁵⁵

L'intervenante réfère à Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) citée dans le témoignage de l'expert d'Hydro-Québec, M. Rolland Priddle, comme un exemple d'entreprise pratiquant un tarif timbre-poste. Énergie NB fait remarquer que M&NP ne fonctionne pas avec un tarif timbre-poste pour la totalité du système, mais seulement pour la partie de la canalisation principale de transport.¹⁰⁵⁶

¹⁰⁴⁹ HQT-10, document 1.8, pages 5 à 8.

¹⁰⁵⁰ HQT-10, document 1.8, page 7.

¹⁰⁵¹ HQT-10, document 1.8, page 7.

¹⁰⁵² Argumentation d'Énergie NB, page 13.

¹⁰⁵³ Argumentation d'Énergie NB, page 5.

¹⁰⁵⁴ NB Power-9, pages 30 et 31.

¹⁰⁵⁵ Evidence of William Marshall, page 4.

¹⁰⁵⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 48; Evidence of William Marshall, page 10.

Pour Énergie NB, un prix juste et raisonnable pour le service de transport de point à point créerait un marché viable et dynamique qui pourrait engendrer un accroissement de l'utilisation du réseau avec pour effet de compenser, voire dépasser la perte due à la réduction du tarif.¹⁰⁵⁷

Énergie NB soutient que les clients du réseau de transport de point à point d'Hydro-Québec devraient recevoir des rabais équivalant à ceux offerts aux grands clients industriels du réseau d'Hydro-Québec pour deux raisons. L'intervenante mentionne que ce serait discriminatoire à l'endroit des clients du service de point à point de procéder autrement. L'intervenante indique également que cela irait à l'encontre des dispositions du paragraphe 11 de l'article 49 de la Loi, qui prévoient l'uniformité de la tarification sur l'ensemble du territoire desservi par le réseau de transport.¹⁰⁵⁸

Selon Énergie NB, la majorité des clients de point à point sont raccordés à plus de 80 kV et distribuent leur électricité à leurs clients par le biais de leur propre système de distribution à leur propre coût. De plus, les transformateurs abaisseurs ne contribuent pas de façon significative à la fiabilité du réseau pris dans son ensemble, mais facilitent uniquement l'acheminement fiable de l'électricité aux charges auxquelles ils sont reliés.¹⁰⁵⁹

Énergie NB évalue ainsi le montant des rabais applicables aux services de point à point raccordés à un niveau de tension supérieur à 170 kV environ d'un tiers du tarif proposé par le transporteur.

*« Well, the calculation I have done here at a hundred and seventy (170) kV or higher would bring the tariff down to forty-nine sixty-two (49.62), that would be, I guess, about a thirty-three percent (33%), one third (1/3) reduction in the cost of the tariff, from seventy-five dollars (\$75) down to fifty (\$50). »*¹⁰⁶⁰

Pour Énergie NB, la raison pour laquelle les autres provinces canadiennes et les États-Unis n'incluent pas les coûts des transformateurs abaisseurs pour les fins du tarif pour le service de transport de point à point est tout simplement que ces transformateurs sont utilisés par la charge à laquelle ils sont reliés et que ces coûts doivent donc être assumés par ces clients.¹⁰⁶¹

Le **transporteur** réplique que Énergie NB propose une allocation des coûts qui ne respecte pas la législation applicable au Québec, qui résulte en un traitement discriminatoire des

¹⁰⁵⁷ Argumentation d'Énergie NB, pages 28 et 49.

¹⁰⁵⁸ Evidence of William Marshall, page 7.

¹⁰⁵⁹ NB Power-9, pages 25 à 27; NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 27 à 30.

¹⁰⁶⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 117 et 125.

¹⁰⁶¹ Argumentation d'Énergie NB, page 41.

producteurs, en particulier pour Hydro-Québec Production, et qui hausse les coûts de transport de la charge locale.¹⁰⁶²

Selon le transporteur :

*« [...] on peut aller chercher un gain de capacité sur une ligne de transport avec des ajouts sur la distribution, même s'il n'y a pas de puissance réactive qui se déplace vers la haute tension. Une bonne proportion des condensateurs installés sur l'ensemble du réseau de transport pour soutenir la tension est installée au secondaire des postes abaisseurs et non pas sur le réseau de distribution ».*¹⁰⁶³

Pour le transporteur, l'octroi de rabais de transformation aux clients du service de point à point, en se basant sur ceux donnés aux grands clients industriels, solution donnant un tarif de 49,62 \$/kW, n'est pas justifiée. D'une part, les tarifs sont exprimés dans le Règlement tarifaire en basse tension et, d'autre part, le rabais n'est pas octroyé parce qu'un client n'utilise pas une partie du réseau. Pour le transporteur, la philosophie des rabais dans le Règlement 663 a toujours été de donner une compensation à quelqu'un qui, en s'équipant lui-même, évite un coût à TransÉnergie.¹⁰⁶⁴ Les rabais sont là pour le coût qui est évité.¹⁰⁶⁵

Énergie NB demande à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec qu'elle propose un tarif pour la charge locale, le service de transport en réseau intégré et le service de transport de point à point basé sur le résultat d'une étude d'allocation des coûts. L'intervenante demande d'ordonner le dépôt par Hydro-Québec d'une demande révisée après les résultats du processus de consultation recommandé pour l'allocation des coûts.¹⁰⁶⁶

En attendant, Énergie NB demande à la Régie d'adopter un tarif temporaire. Ce tarif temporaire serait déterminé pour la charge locale et le service en réseau intégré, sur la base de la preuve et des argumentations au dossier.

Pour les tiers autres que Hydro-Québec Production, Énergie NB rejoint la proposition de la Coalition industrielle, à savoir, adopter un tarif provisoire égal à 75 % du tarif service en réseau intégré. L'intervenante précise que ces tarifs non rétroactifs seraient applicables dans un délai de 15 jours après la décision de la Régie au présent dossier.¹⁰⁶⁷

¹⁰⁶² Réplique d'Hydro-Québec, page 46.

¹⁰⁶³ NS, 1^{er} juin 2001, volume 30, page 191; Réplique d'Hydro-Québec, pages 47 et 48.

¹⁰⁶⁴ NS, 14 mai 2001, volume 19, pages 71 et 72.

¹⁰⁶⁵ NS, 17 mai 2001, volume 21, pages 65 et 66.

¹⁰⁶⁶ Argumentation d'Énergie NB, page 7.

¹⁰⁶⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 125.

Cette mesure temporaire permettrait de refléter le fait que les transformateurs élévateurs, les transformateurs abaisseurs et les équipements de transport accessoires à la production et à la distribution (GRTA et DRTA) sont responsables de cette discrimination.¹⁰⁶⁸

Afin d'assurer que la présente cause en arrive à des conclusions respectant les exigences d'un développement durable, le **GRAMÉ-UDD** en arrive aux principales recommandations suivantes :

- établir un tarif de type timbre-poste basé sur le coût moyen de service, et ce, sans amputation de la base de tarification de TransÉnergie au profit de la production ou de la distribution;¹⁰⁶⁹
- éviter l'introduction du concept de GRTA, directement en agissant sur la base de tarification ou indirectement via une tarification par fonctions ou selon la distance, tant que l'internalisation des coûts environnementaux n'aura pas été réalisée au niveau de la production. Pour le Groupe, il s'agirait d'une introduction asymétrique et discriminatoire du principe utilisateur-payeur.¹⁰⁷⁰

Le GRAMÉ-UDD favorise le tarif timbre-poste basé sur le coût moyen de service parce qu'il le trouve plus efficace économiquement et bénéfique pour l'environnement, dans le contexte particulier du Québec à tout le moins.¹⁰⁷¹

Pour le GRAMÉ-UDD, ce type de tarif fournit une tarification du transport qui ne défavorise pas les producteurs d'énergie renouvelable, qui produisent peu ou pas d'émissions de GES, et dont les impacts sur l'environnement, du moins pour l'hydroélectricité au Québec, sont en partie internalisés.

Une décision de la Régie qui ne serait pas en faveur d'une tarification du transport de type timbre-poste conforme à la proposition d'Hydro-Québec aurait, selon le GRAMÉ-UDD, des conséquences néfastes d'un point de vue de développement durable, en affectant la position concurrentielle et le développement futur des énergies renouvelables au Québec.¹⁰⁷² Une tarification du transport par fonction ou selon la distance, ou un LBMP (« *Locational-Based Marginal Pricing* ») pour tarifier la congestion, avantagerait les projets des centrales de turbines à gaz¹⁰⁷³ et nuirait à la situation concurrentielle de l'hydroélectricité québécoise dans toute la grande région du Nord-Est de l'Amérique du Nord. Or, l'hydroélectricité

¹⁰⁶⁸ Argumentation d'Énergie NB, pages 7 et 8.

¹⁰⁶⁹ GRAMÉ-UDD-1, page 4.

¹⁰⁷⁰ GRAMÉ-UDD-1, page 5.

¹⁰⁷¹ GRAMÉ-UDD-5, page 7.

¹⁰⁷² GRAMÉ-UDD-1, page 22.

¹⁰⁷³ GRAMÉ-UDD-1, page 23.

exportée en Nouvelle-Angleterre remplace des énergies fossiles ou nucléaires et contribue à la réduction des émissions de GES et d'autres polluants atmosphériques.¹⁰⁷⁴

Le GRAME-UDD considère qu'une tarification non timbre-poste irait à l'encontre des objectifs d'efficacité énergétique poursuivis par la Régie de l'énergie, car elle défavoriserait l'hydroélectricité qui a une grande efficacité énergétique intrinsèque dans sa production et dans ses usages finaux.¹⁰⁷⁵

Un tarif non timbre-poste irait également à l'encontre du principe de l'équité, équité entre les petits clients versus les clients industriels et les réseaux municipaux indépendants, et équité entre les régions du Québec.¹⁰⁷⁶

Selon l'intervenant, un tarif de type « megawatt-mile » nie l'intégrité du réseau de transport qui comprend l'obligation de le gérer de façon unifiée et coordonnée pour des raisons de stabilité et de sécurité d'approvisionnement. Un tel tarif nie également l'historique de construction du réseau de transport, réalisé de façon à satisfaire l'ensemble de la population.¹⁰⁷⁷

Selon le GRAME-UDD, si l'objectif recherché par l'utilisation d'une tarification par fonction est une meilleure allocation des coûts de transport entre les différents usagers, il faudrait raffiner davantage la séparation des actifs retrouvée à la pièce HQT-10, document 2.1. À cela, s'ajoute la difficulté d'identifier précisément quels actifs sont utilisés par un utilisateur donné, et dans quelle proportion (par rapport aux autres utilisateurs). Ainsi, une telle méthode pourrait devenir rapidement complexe et lourde à administrer.

Pour NEG, les tarifs de transport devraient être justes, équitables et exclure toute subvention des coûts irrécupérables.¹⁰⁷⁸

L'intervenante partage le point de vue de Énergie NB sur l'accroissement des revenus lié à une utilisation optimale du réseau par les tiers.

*« Transmission rates should be fair, equitable, and exclude subsidies of sunk cost or other categories of services. Optimal use of HQ-TE's network by clients other than HQ-Production would generate additional revenues, instead of cash flow transfer between two department affiliates, for the ultimate benefit of the Québec population. »*¹⁰⁷⁹

¹⁰⁷⁴ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁵ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁶ GRAME-UDD-1, page 23.

¹⁰⁷⁷ GRAME-UDD-1, page 25.

¹⁰⁷⁸ NEG-5, page 9.

¹⁰⁷⁹ NEG-5, page 9.

À l'instar de la **Coalition industrielle** et de **Énergie NB**, **NEG** estime que la méthodologie utilisée par le transporteur induit des tarifs élevés qui empêchent l'accès aux tiers. Pour **NEG**, seul un producteur affilié à Hydro-Québec est économiquement capable d'utiliser le réseau à des tarifs aussi élevés.¹⁰⁸⁰

L'intervenante s'appuie sur les résultats du balisage effectué par le transporteur (HQT-10, document 1.1) et établit une comparaison des tarifs proposés par le transporteur avec ceux pratiqués par certaines compagnies américaines.¹⁰⁸¹

NEG partage le point de vue de **Énergie NB** sur la nécessité d'une tarification par fonction ou d'une attribution de rabais par niveau de tension.¹⁰⁸²

OC est d'accord avec Hydro-Québec à l'effet que le tarif de transport soit exprimé en \$/kW. Pour l'intervenante, ceci correspond à la pratique standard de l'industrie.¹⁰⁸³

OC considère que si une tarification par fonction devait être implantée, celle-ci ne devrait s'appliquer qu'à des parties du réseau qui sont clairement exclues de la définition juridique mentionnée dans la Loi, telle la fonction Interconnexions.¹⁰⁸⁴

OC est d'avis que les interconnexions demeurent dans une zone grise et que la solution ne se retrouve pas uniquement dans la définition de réseau de transport. La Régie dispose d'une discrétion plus large. La conséquence de l'omission du législateur relève de l'allocation particulière des coûts liés aux interconnexions.¹⁰⁸⁵ Cependant, l'intervenante ne croit pas qu'il soit possible de réaliser un tel exercice dans le présent dossier tarifaire.¹⁰⁸⁶

Le **RNCREQ** recommande un tarif incrémental, zonal ou basé sur la distance pour le service de point à point.¹⁰⁸⁷ Le regroupement croit que l'alinéa 11 de l'article 49 peut être assujéti à plusieurs interprétations. Le pacte social concernerait les clients locaux et non les clients du transport de gros.¹⁰⁸⁸ La Loi n'interdirait pas l'attribution de frais différents aux producteurs selon leurs localisations géographiques. L'exemple de l'Alberta confirme cette distinction,

¹⁰⁸⁰ NEG-5, page 10.

¹⁰⁸¹ NEG-9, page 20.

¹⁰⁸² NEG 9, page 18.

¹⁰⁸³ Evidence of John Todd and Bruce Bacon, page 8.

¹⁰⁸⁴ Argumentation finale d'OC, page 4.

¹⁰⁸⁵ Argumentation finale d'OC, page 2.

¹⁰⁸⁶ Argumentation finale d'OC, page 4.

¹⁰⁸⁷ RNCREQ-18, page 32.

¹⁰⁸⁸ RNCREQ-18, page 32.

par l'application d'un tarif uniforme aux consommateurs et un tarif basé sur le lieu géographique pour les producteurs.¹⁰⁸⁹

Selon **STOP/S.É.**, l'utilisation de la puissance plutôt que l'énergie pour établir les tarifs du réseau de transport est tout à fait souhaitable et équitable. Le Groupe partage à cet égard la position exprimée par Hydro-Québec à l'effet que les réseaux de transport sont planifiés et construits pour faire face à la demande de pointe.¹⁰⁹⁰

Une tarification qui serait basée sur l'énergie réelle transitée défavoriserait toute mesure d'efficacité énergétique destinée à baisser la pointe en répartissant la consommation plus uniformément dans le temps.¹⁰⁹¹

STOP/S.É. considère que, dans la mesure où la Régie opte de débattre de la question, des motifs additionnels touchant au développement durable et à l'intérêt public devraient être considérés en appui à la tarification timbre-poste, outre ceux énoncés par Hydro-Québec.¹⁰⁹²

STOP/S.É. partage l'avis de **GRAME-UDD** sur les impacts négatifs d'une tarification selon la distance sur la production hydroélectrique. Pour **STOP/S.É.**, une telle tarification désavantagerait la production en provenance des sites hydroélectriques majeurs, par rapport à la production ou aux importations d'électricité de source thermique. Par leur nature, les sites hydroélectriques majeurs avec réservoirs ne pourraient qu'être éloignés des zones urbanisées, contrairement aux sites de production thermique. Par leurs multiples fonctions, les grands sites hydroélectriques avec réservoir jouent un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement du Québec, contribuent à la sécurité d'approvisionnement du Nord-Est américain et auraient un rôle déterminant au chapitre de leur contribution dans la lutte aux GES.¹⁰⁹³

STOP/S.É. recommande donc que la Régie de l'énergie maintienne la tarification timbre-poste, notamment pour des raisons d'intérêt public et de développement durable.¹⁰⁹⁴

Selon l'intervenant, il manque un signal qui aurait pour effet de diriger le client occasionnel vers les mois où la congestion est moins élevée. Le tarif mensuel devrait varier selon le mois de l'année où il s'applique. En audience, STOP/S.É. a proposé trois périodes tarifaires dans l'année.

¹⁰⁸⁹ RNCREQ-18, page 32.

¹⁰⁹⁰ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

¹⁰⁹¹ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

¹⁰⁹² S.É./STOP 1, document 1, page 30.

¹⁰⁹³ S.É./STOP-1, document 1, pages 30 et 31.

¹⁰⁹⁴ S.É./STOP-1, document 1, page 31.

L'aspect incitatif des tarifs différenciés dans le temps est également mis en évidence par l'ACEF de Québec et le RNCREQ. Selon ces intervenants, de tels tarifs inciteraient à une meilleure utilisation du réseau dans l'année.^{1095, 1096, 1097}

Par contre, lorsque contre-interrogé par STOP/S.É., le **transporteur** témoigne de son opposition à la mise en place de tels tarifs, de par le manque de flexibilité qu'il occasionne dans la fixation des prix qui, étant donné la volatilité des prix dans les marchés à court terme, pourrait faire perdre des occasions de marché.¹⁰⁹⁸

Le transporteur indique également que le marché ne peut pas être dirigé avec des tarifs différenciés :

*« On ne peut pas, on ne pourra pas diriger le marché avec des tarifs de transport là, le marché il s'en va là où le marché chauffe et ce n'est pas le tarif de transport qui va déterminer ça là, on est marginal à côté de ce qui se passe dans les marchés là présentement. »*¹⁰⁹⁹

6.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans cette section, la Régie traite de la structure de tarifs pour les services de transport ferme de point à point à long terme. Elle note, par ailleurs, que les principes appliqués ici devraient être cohérents avec ceux utilisés pour calculer la facture pour la charge locale ainsi que les tarifs des services de point à point à court terme et les rabais qui y seraient appliqués.

Approche de tarification

La Régie accepte, de façon générale, la structure tarifaire proposée par le transporteur pour les services à long terme, avec des tarifs basés sur le coût moyen de l'ensemble du réseau, calculés en fonction des puissances à la pointe du réseau.

La structure proposée est compatible avec la Loi, dont les articles 2 et 49, alinéa 1, paragraphe 11, ont des implications contraignantes pour la tarification. La tarification proposée est calculée à partir des coûts de tous les équipements inclus à l'article 2 « Réseau de transport de l'électricité ». Les tarifs timbre-poste proposés respectent l'esprit de la Loi, article 49, alinéa 1, paragraphe 11, qui prescrit l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport.

¹⁰⁹⁵ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 34.

¹⁰⁹⁶ NS, 28 mai 2001, volume 27, pages 21 à 23.

¹⁰⁹⁷ Argumentation du RNCREQ, page 83.

¹⁰⁹⁸ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 225.

¹⁰⁹⁹ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 226.

Selon la Régie, un tarif timbre-poste, basé sur les coûts moyens, s'inscrit dans la continuité des pratiques d'Hydro-Québec qui est déjà reflétée, notamment, par le Règlement 659. Un tel tarif reconnaît également l'historique de la construction du réseau de transport réalisée alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.¹¹⁰⁰

Tarifs dégroupés ou par fonction

Plusieurs intervenants s'opposent à la tarification proposée pour la raison que certaines catégories de consommateurs n'utilisent pas tous les équipements de transport. Ainsi, d'une part, ARC-FACEF-CERQ et l'ACEF de Québec considèrent que le RMCC et les interconnexions servent surtout à des fins d'exportation. D'autre part, la Coalition industrielle, Énergie NB et NEG proposent diverses formules pour accorder des rabais pour certaines transactions de point à point. Ils prétendent que divers équipements ne servent qu'à transiter de l'électricité produite par Hydro-Québec Production.

La Régie ne peut, à partir de la preuve devant elle, acquiescer aux demandes de certains intervenants, notamment, celles de la Coalition industrielle, d'Énergie NB et de NEG, visant à réduire leur coût de transport par le biais d'une allocation plus fine des coûts entre les services de transport ou par l'octroi de rabais sur certaines composantes du réseau. À titre d'exemple, aux yeux de la Régie, les interconnexions peuvent à la fois servir aux besoins de la charge locale, aux exportations d'Hydro-Québec et aux autres utilisateurs du réseau.

Plusieurs intervenants réclament des modifications tarifaires à la proposition du transporteur à la suite d'une étude d'allocation des coûts par fonction, mais pour des objectifs divers. La Régie constate que la reconnaissance de certains coûts peut être à l'avantage d'une catégorie de clients alors que dans d'autres cas, ce sera le contraire. En effet, la tarification doit tenir compte des coûts de service, comme stipulé à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 6, comme l'ont retenu certains, mais elle doit aussi tenir compte d'autres considérations. Pour cette raison, la Régie juge nécessaire le dépôt d'une étude d'allocation des coûts par service détaillée par fonction, telle que décrite dans la section précédente.

Toute solution proposée devrait tenir compte des restrictions juridiques. Par exemple, une tarification qui tiendrait compte de la situation géographique du client sur le réseau irait à l'encontre du principe de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport qui est à la base de la volonté du législateur en matière de tarification de l'électricité.

¹¹⁰⁰ HQT-10, document 1, page 33, lignes 3 à 5.

Uniformité des tarifs

La Régie réitère la position qu'elle a formulée dans sa décision D-2000-102 à l'effet que l'uniformité territoriale n'implique pas nécessairement une allocation uniforme des coûts ni des tarifs uniformes.¹¹⁰¹ L'uniformité territoriale consiste à s'assurer que les tarifs seront les mêmes pour tous les clients qui utilisent le même service de transport. La Régie est d'avis que des tarifs timbre-poste peuvent être différenciés selon les services, dans la mesure où les tarifs établis ne varient pas en fonction de critères géographiques, tels que la distance ou la localisation du client.

La Régie retient que la différenciation des tarifs par type de service est une pratique courante en Amérique du Nord, tel que confirmé par l'expert d'Hydro-Québec, le D^r Ren Orans.¹¹⁰²

Pour le futur, la Régie considère que le choix de la structure tarifaire devra être revu à la lumière des résultats de l'étude d'allocation des coûts détaillée ordonnée dans la présente décision. Quelle que soit l'alternative étudiée, son acceptabilité devra être évaluée sous l'angle de sa conformité à la Loi.

Tarification basée sur la puissance

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'une tarification exprimée en \$/kW aux clients du service de point à point ferme. Compte tenu de la preuve au dossier,¹¹⁰³ la Régie est d'avis qu'un tel tarif assure une continuité par rapport au tarif existant et correspond à la pratique courante dans l'industrie.

Autres considérations

Une tarification du transport de type timbre-poste comporte certains bénéfices du point de vue de développement durable, puisqu'il ne défavorise pas les producteurs d'énergie renouvelable et le développement régional des sources d'énergies.

La Régie retient les propos de certains intervenants quant aux avantages de tarifs différenciés dans le temps. De telles approches peuvent augmenter l'efficacité économique de la tarification. Bien que la structure des tarifs de long terme proposée ne reflète aucunement ces impératifs, cette lacune pourrait être compensée dans la pratique par une politique de rabais bien appliquée et/ou une tarification de la congestion appropriée. La Régie considère qu'une politique de rabais, examinée dans la section 6.4, est un pendant complémentaire essentiel à la structure tarifaire proposée.

¹¹⁰¹ Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 13.

¹¹⁰² NS, 15 mai 2001, volume 20, page 182, A 378.

¹¹⁰³ HQT-10, document 1, page 66; HQT-13, document 1, page 128.

Plusieurs intervenants (Énergie NB, NEG et Coalition industrielle) ont souligné le niveau des tarifs très élevé, pour le long terme et surtout pour le court terme. Le transporteur a répondu que ceci est un reflet de la nature du réseau d'Hydro-Québec, qui est étendu et relativement moderne. Il souligne également que la comparaison devrait tenir compte des modalités tarifaires, tels les tarifs de congestion et les rabais. La Régie note que les utilisateurs du réseau autres qu'Hydro-Québec Production sont surtout clients du service de point à point à court terme, et elle traite de ce sujet dans la section 6.3.

En conséquence, aux fins du présent dossier, la Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'un tarif timbre-poste de transport, basé sur les coûts moyens et exprimé en \$/kW.

6.2. PART DU RATIO DE CHARGE

6.2.1. POSITION DES PARTIES

Selon le **transporteur**, la part des revenus requis assumée par les clients du service de transport en réseau intégré correspond au produit de leur part du ratio de charge multipliée par les revenus requis résiduels nets des revenus récupérés du service de point à point à long terme. Les revenus requis résiduels nets à récupérer des clients de la charge locale et des clients du service en réseau intégré sont présentés à l'appendice H des « *Tarifs et conditions* ». ¹¹⁰⁴

Le transporteur mentionne que la part du ratio de charge telle que définie dans le contrat actuel est calculée sur une base de 12 mois rotatifs. Elle correspond au rapport entre, d'une part, la charge en réseau mensuelle du client coïncidente avec la pointe mensuelle du réseau de transport et, d'autre part, la pointe mensuelle du réseau du transporteur moins l'utilisation de la pointe coïncidente de tous les clients de point à point ferme plus la capacité réservée de tous les clients de point à point ferme. ¹¹⁰⁵

Pour le transporteur, il est nécessaire de modifier cette définition puisqu'elle ne permet pas de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets spécifiés à l'appendice H. En considérant les capacités de point à point au dénominateur, la somme de toutes les parts du ratio de charge des clients en réseau intégré n'atteint jamais 100 %. ¹¹⁰⁶

Afin de corriger cette incohérence, le transporteur propose de modifier les articles 1.27, 34.2 et 34.3 du contrat de transport actuel. ¹¹⁰⁷

Le transporteur précise cependant qu'à ce jour, il n'y a pas eu de pertes reliées à l'application de la méthode contenue dans le contrat actuel. ¹¹⁰⁸ Selon le transporteur, il n'a pas été nécessaire d'identifier chacune des composantes de facturation de l'article 34 puisque la charge locale d'Hydro-Québec était le seul client à utiliser un service en réseau intégré depuis 1997. Les modalités de l'article 34 ne s'appliquent que dans le cas où il y a plusieurs clients en réseau intégré. ¹¹⁰⁹

¹¹⁰⁴ HQT-10, document 1, page 29.

¹¹⁰⁵ HQT-10, document 1, page 30.

¹¹⁰⁶ HQT-10, document 1, page 30.

¹¹⁰⁷ HQT-10, document 1.7.10, page 2.

¹¹⁰⁸ HQT-13, document 14, page 68.

¹¹⁰⁹ HQT-13, document 14.2, page 9.

Outre cet ajustement, le transporteur propose de modifier la méthode de calcul de la part du ratio de charge afin d'assurer une meilleure cohérence avec la planification du réseau de transport pour faire face à la pointe maximale annuelle observée en période d'hiver. De son point de vue, l'allocation des coûts de transport est directement reliée à la pointe maximale du réseau pour laquelle les investissements ont été réalisés.

Le transporteur précise que *« l'appel de puissance maximal annuel prévu pour chacun des clients du service en réseau intégré est utilisé compte tenu de la très forte coïncidence entre le profil de charge de ces clients et celui de la charge locale. »*¹¹¹⁰

Le fait de ne pas calculer la part du ratio de charge sur une base de 12 mois rotatifs permet de fixer en début d'année la contribution des clients en réseau intégré et permet à ces clients de connaître à l'avance leurs coûts de transport.¹¹¹¹

Pour le transporteur, compte tenu qu'aucun client ne souscrit actuellement à ce service, la part du ratio de charge est de 0 % pour le service en réseau intégré, ce qui implique que la charge locale assumera l'ensemble des revenus requis prévus à l'appendice H. La méthode proposée présente de plus l'avantage de n'impliquer que peu de changements à la situation actuelle.¹¹¹²

L'exclusion des réservations de point à point du calcul de la part du ratio de charge permet de récupérer la totalité des revenus requis résiduels nets. Cette solution permet également de conserver à l'appendice H dans les *« Tarifs et conditions »* le montant qui sera récupéré de la charge locale et du service au réseau intégré.¹¹¹³

Le transporteur allègue également que l'adaptation du calcul de la part du ratio de charge au concept de pointe annuelle de façon à refléter l'approche tarifaire proposée et une meilleure cohérence avec la planification du réseau de transport, est, du point de vue du transporteur, conforme aux règles de la FERC.¹¹¹⁴

En audience, le transporteur cite les exemples de Central Vermont, Virginia Power et Bangor qui ont modifié la définition du ratio de charge contenu dans le contrat pro forma de la FERC.¹¹¹⁵ Le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, précise la pratique en la matière de la compagnie américaine PJM.

¹¹¹⁰ HQT-10, document 1, pages 30 et 31.

¹¹¹¹ HQT-10, document 1, page 31.

¹¹¹² HQT-10, document 1, page 31.

¹¹¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, page 148.

¹¹¹⁴ HQT-10, document 1, page 30; Argumentation d'Hydro-Québec, pages 143, 147 et 148.

¹¹¹⁵ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 75.

*« And I have seen it used in particular in PJM. If you look at the way, in PJM, the customers are billed for the embedded cost of the transmission system and once again we're not talking about congestion or losses, or another form of billing, they're billed on their coincident peak with their local transmission owners' peak during the previous twelve (12) months of service, the one coincident peak. »*¹¹¹⁶

Le transporteur considère que la seule possibilité de sur facturation ou de sous-facturation viendrait des variations entre les prévisions et les ventes réelles, compte tenu du fait que la facture est établie en début d'année et n'est pas modifiée en fonction du réel.¹¹¹⁷

Position des intervenants

OC, dans une réponse à une demande de renseignements, mentionne l'exigence par la FERC d'une facturation sur la base des 12 mois rotatifs.¹¹¹⁸

Le RNCREQ s'oppose à la méthode de calcul des tarifs et de la part du ratio de charge proposée par le transporteur.

Le RNCREQ recommande que la Régie rejette la modification proposée à l'article 34 et ordonne à Hydro-Québec de respecter et d'appliquer dans son intégralité le mécanisme qui, de par l'article 34, fait partie du présent tarif de transport. Si la Régie accepte les propositions d'Hydro-Québec quant à la charge locale, elle devra, selon le Regroupement, accepter l'inévitabilité d'un trop-perçu important ou imposer un régime de fermeture réglementaire. Le RNCREQ recommande également d'inscrire à l'appendice H les revenus requis totaux de TransÉnergie, sans réduction des revenus prévus du service de point à point.¹¹¹⁹

Selon l'intervenant, la proposition du transporteur aurait pour effet :

- de calculer la facture de la charge locale sur une base annuelle plutôt que mensuelle, avec le résultat de le faire sur une base de 1-CP au lieu de 12-CP;
- de le faire sur une base prospective (annuelle) plutôt que rétrospective (mensuelle);
- de baser l'allocation des coûts non pas en fonction de la capacité réservée, mais plutôt en fonction des revenus (projetés).

¹¹¹⁶ NS, 15 mai 2001, volume 20, page 30.

¹¹¹⁷ NS, 14 mai 2001, volume 19, page 76; HQT-10, document 1.7.10.

¹¹¹⁸ OC-2, page 2.

¹¹¹⁹ Argumentation du RNCREQ, page 102.

La proposition faite par le RNCREQ ne réfère pas à l'année témoin historique. L'expert M. Raphals qualifie plutôt sa proposition de « *real-time test month* ». ¹¹²⁰

Selon le RNCREQ, dans le Tarif pro forma ainsi que dans le Règlement 659, le montant facturé à la charge locale se base sur les données du mois antérieur et non pas sur la moyenne d'une année témoin historique. Par ce fait, il ne peut y avoir de grand écart entre le montant facturé et la part théorique du coût de service pour le mois en question. La possibilité d'un manque à gagner ou d'un trop-perçu est donc extrêmement faible, par rapport à un mécanisme basé uniquement sur des prévisions.

Pour tenir compte des erreurs de prévisions, le cas échéant, les experts du RNCREQ recommandent un mécanisme de « *true-up* » mensuel *ex post* qui garantit une égalité des revenus du transporteur avec ses revenus requis. Cette pratique est utilisée par des compagnies américaines telles que Central Vermont Public Service et Vermont Electric Company (VELCO). ¹¹²¹

Selon l'intervenant, il n'existe aucune incohérence dans le règlement en vigueur (Règlement 659). Le texte de l'appendice H réfère aux revenus annuels requis de transport pour le service de transport en réseau intégré.

Concernant le montant figurant à l'appendice H, l'intervenant mentionne qu'il n'y a aucune preuve déposée au dossier pour démontrer que, lorsque le Règlement 659 a été rédigé en 1997, ses auteurs ont réduit les revenus requis par un montant qui devait représenter les revenus prévus de point à point. Quoique Hydro-Québec ait présenté un tableau qui démontre un revenu requis pour 1997 de 2 509 M\$, les explications de ce tableau indiquent clairement qu'il est une reconstruction récente plutôt qu'un document historique. ¹¹²²

Selon les experts du RNCREQ, la proposition du transporteur diffère du mécanisme de facturation actuellement en vigueur. ¹¹²³

Du point de vue des experts du Regroupement, en excluant les réservations de point à point dans le calcul de la part du ratio de charge, Hydro-Québec serait en violation directe avec les exigences de la FERC établies dans son Ordonnance 888.

« In excluding point-to-point reservations from the Load Ratio Share calculation, Hydro-Québec directly violates the requirement established by FERC in Order 888 quoted above.

¹¹²⁰ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 132.

¹¹²¹ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 27; RNCREQ-22, documents 2 et 3.

¹¹²² Argumentation du RNCREQ, page 101.

¹¹²³ Argumentation du RNCREQ, page 96.

The most important implication of this change is that, under the Hydro-Québec approach, discounting of point-to-point rates affects network charges, causing them to increase to make up the revenue shortfall resulting from the discounts. This would be unacceptable to FERC, which specified in 1997 that:

A pro rata share of the transmission revenue requirement is allocated to VEPCO's firm reservation regardless of whether VEPCO offers its merchant function discounted transmission service.

It follows that, for FERC, transmission discounts are to be borne by the shareholder rather than by the regulated ratepayer. Hydro-Québec's proposal would do the opposite. »¹¹²⁴

En conséquence, le RNCREQ demande que le mécanisme décrit à l'article 34 du Règlement 659 en vigueur soit appliqué intégralement à la charge locale ainsi qu'aux clients du service en réseau intégré.¹¹²⁵

De plus, les experts recommandent de considérer les réservations non fermes comme équivalentes aux réservations fermes, aux fins du calcul de la part du ratio de charge.¹¹²⁶ Les experts du RNCREQ, MM. Raphals, Bradford et O. Disher, dans leur témoignage écrit, justifient cette position par le manque de congestion sur le réseau d'Hydro-Québec qui induirait une même qualité de service pour les services fermes et non fermes.

« Given the apparent lack of congestion on the HQ system, non-firm service is just as good as firm service. »¹¹²⁷

Les experts réfèrent, à cet égard, à une décision de la BCUC :

« In a different context, the B.C. Utilities Commission noted that when a system is unconstrained, non-firm transmission service is essentially the same as firm service. »¹¹²⁸

Le RNCREQ propose une modification de l'article 34.3 du règlement de façon à considérer l'ensemble du service de point à point incluant les services fermes et non fermes.¹¹²⁹ Selon l'expert Raphals, cela implique de modifier l'appendice H du contrat de transport existant afin d'y inclure les revenus des services non fermes de point à point.¹¹³⁰

Le RNCREQ propose enfin une vérification de l'application de la méthode de calcul de la part du ratio de charge sur la période allant de 1997 à 2000. Il recommande ainsi la mise en

¹¹²⁴ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁵ Argumentation du RNCREQ, page 95.

¹¹²⁶ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁷ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁸ RNCREQ-18, page 46.

¹¹²⁹ Argumentation du RNCREQ, page 119.

¹¹³⁰ NS, 28 mai 2001, volume 27, page 122.

place d'un mécanisme d'ajustement advenant une mauvaise application de la méthode prévue dans le contrat actuel.¹¹³¹

Le **transporteur**, dans son argumentation, considère que la proposition du RNCREQ d'établir mensuellement la facture du service en réseau intégré sur la base des pointes réelles serait acceptable seulement si le calcul s'effectuait en fonction des réservations annuelles réelles tout en utilisant les pointes annuelles prévues pour la charge locale et le service en réseau intégré. Cependant, cette option implique pour la charge locale un nouveau risque associé aux variations des réservations de point à point. Pour le transporteur, cette alternative n'incite pas le transporteur à accroître ses ventes de point à point alors qu'avec la proposition retenue par Hydro-Québec, le transporteur maximise ses ventes de point à point puisqu'il est le seul à assumer le risque associé aux écarts prévisionnels.¹¹³²

STOP/S.É. accepte, à titre provisoire, la proposition du transporteur de considérer le réseau de transport électrique québécois comme étant conçu pour la pointe de la demande du Québec seulement, sans prendre en compte la prévision de l'évolution des besoins du service de point à point.¹¹³³ Pour l'intervenant, concevoir le réseau en fonction seulement de la pointe justifie de baser l'allocation du ratio de charge sur une seule pointe coïncidente annuelle plutôt que sur 12 pointes mensuelles.¹¹³⁴

Toutefois, l'intervenant précise que le choix de ne pas inclure les besoins du service de point à point dans la définition de la part du ratio de charge pourrait être reconsidéré ultérieurement. De son point de vue, la question revient à identifier la demande dont la pointe doit pouvoir être satisfaite par le réseau de transport.¹¹³⁵

6.2.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie considère que l'adaptation du calcul de la part du ratio de charge au concept de pointe annuelle proposée par le transporteur est cohérente avec la méthode d'allocation des coûts entre les services de transport et la méthode d'établissement des tarifs proposées par le transporteur et retenues par la Régie.

La Régie reconnaît que la part du ratio de charge telle que définie dans le Règlement 659 actuellement en vigueur présente une incohérence avec le libellé de l'appendice H de ce

¹¹³¹ RNCREQ-18, page 46.

¹¹³² Argumentation d'Hydro-Québec, page 147.

¹¹³³ Argumentation de STOP/S.É., page 62.

¹¹³⁴ Argumentation de STOP/S.É., page 63.

¹¹³⁵ Argumentation de STOP/S.É., page 50.

même règlement. Cette incohérence provient du fait que cette part est calculée actuellement en considérant les réservations de point à point alors que le montant indiqué à l'appendice H exclut les revenus récupérés du service de point à point.

Selon la Régie, la proposition du transporteur corrige cette incohérence et permet la récupération du revenu requis résiduel net.

La proposition du RNCREQ relative à la part du ratio de charge fait, pour sa part, intervenir des représentations sur de nombreux autres sujets tels que la définition et le montant du revenu requis résiduel, la méthode d'estimation des revenus des ventes à court terme, la définition et la méthode d'estimation des besoins du service de point à point à considérer dans l'allocation des coûts et la méthode d'allocation des coûts. La proposition du RNCREQ constituant un tout indissociable, et compte tenu de ce que la Régie a déjà décidé dans d'autres sections de la présente décision, elle est rejetée.

Au surplus, la Régie constate que la modification proposée par le transporteur de la définition de la part du ratio de charge n'a fait l'objet d'aucune contestation de la part des autres intervenants, en particulier de la part des représentants des clients potentiels du service en réseau intégré, soit l'AREQ.

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à la modification de la définition de la part du ratio de charge, mais demande à Hydro-Québec d'inclure une clause dans les « *Tarifs et conditions* » indiquant le mode de calcul de la part du montant de l'appendice H facturable à un nouveau client du service en réseau intégré se prévalant de son droit en cours d'année.

6.3. TARIFS DE COURT TERME

6.3.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** propose de fixer le tarif mensuel à 8,02 \$/kW/mois. Ce tarif est déterminé par le rapport entre les revenus requis résiduels de 2 674 M\$ et la somme des capacités maximales appelées mensuelles de transport prévues pour l'année 2001, soit 333 210 MW.¹¹³⁶

Le transporteur mentionne qu'au Québec, la charge de transport d'Hydro-Québec présente une importante pointe hivernale alors que la charge estivale est beaucoup plus faible. Par conséquent, le fait d'appliquer un tarif de transport mensuel, fixé au douzième du tarif annuel, aux transits mensuels ne générerait pas suffisamment de revenus. Pour tenir compte du caractère saisonnier de la charge sur le réseau de transport, les revenus requis résiduels sont plutôt divisés par la somme des pointes mensuelles de transport prévues pour les clients de charge locale et de réseau intégré, à laquelle sont ajoutées les réservations prévues pour le service de point à point.¹¹³⁷

Le transporteur soutient qu'il en résulte un tarif mensuel qui, multiplié par 12 mois, donne un prix supérieur au tarif annuel. Selon le transporteur, cela a notamment pour effet d'inciter les clients à opter pour le tarif annuel, permettant ainsi aux planificateurs du réseau de mieux tenir compte de leur présence.¹¹³⁸

En audience, le transporteur précise que l'incitatif considéré dans la méthode de calcul des tarifs mensuels était d'ajouter à la priorité de réservation. Le transporteur indique, en audience :

*« [...] l'idée, c'étaient les réservations annuelles pour les maintenir annuelles, l'incitatif, d'ajouter à la priorité de réservation, parce que quelqu'un va réserver à plus long terme pour s'assurer de la réservation, pour s'assurer par rapport à d'autres même si parfois il n'utilisait pas la ligne tout le temps, même s'il n'utilisait pas ces réservations tout le temps. Donc, c'était uniquement cet incitatif-là. »*¹¹³⁹

L'incitatif invoqué par le transporteur s'applique également pour les tarifs de court terme autres que le tarif mensuel du transporteur. Selon ce dernier, plus on va vers le court terme,

¹¹³⁶ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹³⁷ HQT-10, document 1, pages 24 et 25.

¹¹³⁸ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹³⁹ NS, 18 mai 2001, volume 22, page 53.

plus le tarif est un peu plus cher pour éviter l'arbitrage entre les périodes et inciter le client à aller vers le tarif qui est un peu plus pour le long terme.¹¹⁴⁰

Dans son témoignage écrit, le D^r Ren Orans, expert d'Hydro-Québec, indique que le transporteur a choisi de jumeler deux méthodes d'allocation des coûts dans sa conception tarifaire. Une base de 12-CP est utilisée pour établir les tarifs mensuel, hebdomadaire, quotidien et horaire du service de point à point, et une base de 1-CP pour calculer le tarif annuel (transport en réseau intégré et de point à point à long terme).

*« Hydro-Québec has chosen to use both the 12-CP and 1-CP methods in its rate design. It uses a 12-CP basis for calculating monthly, weekly, daily and hourly rates for Point-to-Point service, but uses a 1-CP basis for calculating the annual services (Network Integration and long term Point-to-Point). »*¹¹⁴¹

Pour le transporteur, l'application du tarif mensuel, tel que proposé, aux 12 capacités mensuelles fournirait globalement le même niveau de revenus requis que l'application du tarif annuel à la capacité de transport maximale annuelle.¹¹⁴²

Pour le transporteur, le mode de détermination des tarifs de court terme constitue un « artifice » du même type que la « *Appalachian Formula* » reconnue par la FERC et utilisée par certaines compagnies Nord américaines et par laquelle le tarif quotidien, par exemple, est obtenu en divisant le tarif annuel par 260 jours.¹¹⁴³ Selon le transporteur :

*« Cette méthode [...] favorise la priorisation des transactions de long terme en plus des règles de priorité de service [...] déjà inscrites au pro forma. »*¹¹⁴⁴

Le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) est obtenu en divisant le tarif mensuel (8,02 \$/kW-mois) par le nombre de jours ouvrables du mois, soit 20 jours.¹¹⁴⁵

Le tarif hebdomadaire proposé par le transporteur est quant à lui calculé en multipliant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par le nombre de jours ouvrables de la semaine, c'est-à-dire 5 jours. Il correspond à 2,00 \$/kW-semaine.¹¹⁴⁶

¹¹⁴⁰ NS, 18 mai 2001, volume 22 page 57.

¹¹⁴¹ HQT-10, document 4, pages 13 et 14.

¹¹⁴² HQT-10, document 1, page

¹¹⁴³ NS, 18 mai 2001, volume 22, pages 44 et 45.

¹¹⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, page 146.

¹¹⁴⁵ HQT-10, document 1, page 25.

¹¹⁴⁶ HQT-10, document 1, page 26.

Enfin, le tarif horaire est obtenu en divisant le tarif quotidien (0,40 \$/kW-jour) par 24 heures. Ainsi, le tarif horaire pour le service de point à point non ferme s'établit à 16,67 \$/kW-heure.¹¹⁴⁷

Selon le transporteur, cette approche prend en considération le fait que la demande énergétique est tout au long de l'année généralement plus faible le week-end que les jours ouvrables de la semaine et que cela se traduit par une valeur économique du transport moins élevée durant le week-end.

Étant donné que les prix des services non fermes durant le week-end sont généralement à rabais, l'ensemble de ces réservations pourraient représenter pour les clients des services de point à point à court terme une facture plus faible par rapport au coût d'une réservation hebdomadaire ou mensuelle. Le manque à gagner serait alors supporté par l'ensemble des autres clients.

La même logique aurait pu aussi s'appliquer sur une base quotidienne en ne faisant supporter le coût quotidien du transport que sur les heures les plus chargées de la journée (par exemple de 6 h à 22 h). Cependant, le transporteur est d'avis que la possibilité d'interruption du service horaire durant les heures chargées constitue un incitatif suffisant pour que les clients concernés optent pour le tarif quotidien.¹¹⁴⁸

Commentaires généraux des intervenants

Plusieurs intervenants (**ARC-FACEF-CERQ**, **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **NEG**, **OPG** et **RNCREQ**) s'opposent à l'application d'une méthode d'allocation des coûts différente pour établir les tarifs des services à court terme. Ces intervenants demandent à la Régie de ne retenir qu'une seule méthode d'allocation des coûts dans la détermination des tarifs de long terme comme ceux de court terme.¹¹⁴⁹

Certains intervenants, tels que la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **OPG** et le **RNCREQ**, estiment que la proposition du transporteur d'utiliser deux méthodes d'allocation des coûts n'est pas conforme à la pratique dans l'industrie et que les tarifs de court terme doivent, selon eux, découler des tarifs de long terme.¹¹⁵⁰

¹¹⁴⁷ HQT-10, document 1, page 26.

¹¹⁴⁸ HQT-13, document 1, pages 129 et 131.

¹¹⁴⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, page 10; Argumentation de la Coalition industrielle, page 98; Argumentation de Énergie NB, page 52; NEG-5, pages 13 et 14; Direct Evidence of Craig Roach, Ph. D, pages 21 et 22; Argumentation du RNCREQ, page 81.

¹¹⁵⁰ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 153; Argumentation d'OPG, page 17; Argumentation du RNCREQ, page 81.

Ces intervenants jugent la proposition du transporteur discriminatoire à l'égard des tiers. Elle conduirait à des tarifs trop élevés aux tiers autres qu'Hydro-Québec Production, la quasi totalité du service de point à point annuel étant monopolisée par le Producteur. Le niveau très élevé des tarifs proposés pour le service à court terme aurait pour effet de décourager l'accès aux nouveaux entrants. Selon ces intervenants, la proposition d'Hydro-Québec est inefficace et remet en cause l'utilisation optimale du réseau.

Plusieurs intervenants, tels que la **Coalition industrielle**, **Énergie NB**, **OPG**, **NEG**, le **RNCREQ** et **OPG**, soumettent que les tarifs mensuels doivent correspondre au douzième du tarif annuel.¹¹⁵¹

OPG, le **RNCREQ**, la **Coalition industrielle** et l'**ACEF de Québec** s'opposent au motif invoqué par le transporteur relatif à l'incitation pour le client à opter pour les tarifs de long terme. De leur point de vue, cet aspect est déjà considéré dans la priorité de réservation accordée pour le long terme.

La **Coalition industrielle** et **OPG** considèrent que la proposition d'Hydro-Québec n'est pas justifiée du fait que le service à court terme est de moindre qualité et moins prioritaire que le service à long terme.¹¹⁵²

NEG et **OPG** s'opposent à l'utilisation du nombre de jours ouvrables pour calculer les tarifs hebdomadaire et quotidien, telle que proposée par le transporteur. Selon les intervenants, et dans un but de non-discrimination, les tarifs hebdomadaire et quotidien devraient plutôt être basés sur le nombre de jours calendaires.¹¹⁵³

Positions particulières des intervenants

Pour l'**ACEF de Québec**, il n'est pas pertinent de surévaluer les tarifs de point à point afin d'encourager les réservations à long terme. Les services à court terme visent à utiliser la surcapacité du réseau alors que les réservations à long terme, utilisables autant en pointe qu'hors pointe, exercent des pressions pour accroître la capacité du réseau.¹¹⁵⁴

La **Coalition industrielle** estime que les tarifs à court terme proposés par le transporteur ne reflètent pas les coûts encourus par TransÉnergie pour dispenser le service à court terme.¹¹⁵⁵

¹¹⁵¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 116 et 171; Direct Evidence of Craig r. Roach, Ph. D, page 23.

¹¹⁵² Argumentation de la Coalition industrielle, page 102; Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁵³ NEG-5, page 14; Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 22; Argumentation d'OPG, pages 2 et 19.

¹¹⁵⁴ Argumentation de l'ACEF de Québec, page 21.

¹¹⁵⁵ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 98 et 102.

La Coalition industrielle propose un tarif hebdomadaire calculé en divisant le tarif annuel par le nombre de semaines dans l'année, soit 52.

Selon l'expert de la Coalition industrielle, le D^r El-Ramly, les tarifs de court terme devraient reposer sur les mêmes principes que ceux des tarifs de long terme.

*"The short-term point-to-point rates must be done on the same basis as the long-term point-to-point rates, indirectly on the same I-CP basis, however prorated to long-term values."*¹¹⁵⁶

L'expert propose que les tarifs quotidiens soient déterminés en divisant le tarif hebdomadaire par 7 ou 5.¹¹⁵⁷

Pour l'expert, si Hydro-Québec veut réellement refléter la saisonnalité dans l'utilisation du système, elle devrait plutôt produire des tarifs variables selon les mois.¹¹⁵⁸

La Coalition industrielle soutient que l'incitatif qui consiste à décourager l'utilisation des tarifs de court terme n'est pas un objectif propre au « *rate design* ». Le D^r El-Ramly s'exprime ainsi en audience :

*« The use of a rate design approach that has the intention of discouraging the use of the rate is not a proper rate design objective. »*¹¹⁵⁹

En outre, cet incitatif ne serait pas efficace. L'intervenante allègue que les tarifs de court terme sont conçus pour remplir les creux du système observés à certains moments seulement de l'année. D'un autre côté, les clients peuvent ressentir le besoin de recourir au service de transport à certains moments seulement de l'année. L'expert indique à cet effet :

*« [...] the system has a valley -- short-term rates are designed to fill those valleys, okay? If you inject a long-term rate, if you substitute short-term by long-term, all what you do is that you raise the level but you keep the valleys. So you haven't done what the short-term rates are supposed to do, which is fill the valleys. »*¹¹⁶⁰

*The other thing is that customers may only need short-term access, or access during certain months. If I was New Brunswick Power, I may just have surplus energy during June, July, August, that is the only time I have them, so I only want transmission during June, July, August, okay? Or if I want to import, I may want to import only during some times but not other times. So in effect, forcing long-term use is inefficient, because you remove one of the variables that is designed to make the system efficient. »*¹¹⁶¹

¹¹⁵⁶ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 171.

¹¹⁵⁷ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 171.

¹¹⁵⁸ Coalition-5, document 1, page 42.

¹¹⁵⁹ Coalition-5, document 1, page 41.

¹¹⁶⁰ Coalition-5, document 4, page 13; NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 154 et 155.

¹¹⁶¹ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 154 et 155.

L'intervenante est d'avis que le niveau très élevé des tarifs proposés pour le service à court terme a pour effet de décourager l'utilisation optimale du réseau, ce qui est contraire aux meilleurs intérêts de TransÉnergie de même qu'à ceux de ses clients.¹¹⁶²

Pour la Coalition industrielle, la quasi totalité du service de point à point annuel étant monopolisée par Hydro-Québec Production, le service à court terme constitue sans doute la seule alternative sur laquelle les tiers utilisateurs peuvent se rabattre pour faire transporter leur électricité et, ainsi, accroître l'utilisation optimale de l'ensemble du réseau.¹¹⁶³

Concernant le fait que les tarifs de court terme soient des prix plafonds sujets à des rabais, la Coalition industrielle mentionne qu'il serait illogique d'augmenter les tarifs de court terme et d'augmenter les rabais.¹¹⁶⁴

La Coalition industrielle réfère à l'expérience passée du transporteur et note que des rabais importants ont dû être appliqués au tarif de point à point afin de rendre les prix attrayants.

*« Ironically, TransÉnergie is proposing a higher, inflated, short-term, Point-to-Point rate that past experience indicated had to be discounted to attract use (see the collective responses to OPG from Hydro-Québec (HQT – 13, Document 13)). This is the same type of activity as when retailers inflate their prices prior to discounting them for sales, in order to create the illusion of higher discounts and lower prices. »*¹¹⁶⁵

L'expert de la Coalition industrielle estime que la proposition d'Hydro-Québec serait anti-concurrentielle et limiterait la supervision de la Régie :

« ♦ *Appearance of anti-competitive behavior*
 ♦ *reduces Régie's oversight*
 ♦ *hence the call for a discount policy. »*¹¹⁶⁶

Au niveau des coûts, la Coalition industrielle soumet qu'il est faux de suggérer que le recours à une méthode différente pour le tarif mensuel est nécessaire pour s'assurer que les tarifs de court terme génèrent les revenus requis résiduels de TransÉnergie. Les revenus résiduels de TransÉnergie projetés à 2 674 MM\$ ne comprennent aucune contribution de la part des revenus du service à court terme. De plus, la Coalition industrielle indique que le transporteur a reconnu que l'essentiel du raisonnement avancé pour justifier le tarif mensuel proposé en fonction des coûts était faux.¹¹⁶⁷

¹¹⁶² Argumentation de la Coalition industrielle, pages 102 et 103.

¹¹⁶³ Argumentation de la Coalition industrielle, page 98.

¹¹⁶⁴ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 156.

¹¹⁶⁵ Coalition-5, document 1, pages 41 et 42.

¹¹⁶⁶ Coalition-5, document 4, page 15.

¹¹⁶⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, pages 100 et 101.

Énergie NB partage l'avis de la Coalition industrielle à l'effet que les tarifs de court terme doivent découler du tarif annuel.

*« [...] monthly service should be a function of the annual, we would disagree with Hydro-Québec's position to use a separate 12 CP number for monthly and short-term as annual, everything should be based off the one annual service and appropriate it proportionately from there. »*¹¹⁶⁸

Dans son argumentation, **Énergie NB** plaide qu'elle n'a pas présenté de preuve à ce sujet, mais qu'elle appuie la position de la **Coalition industrielle** et de **NEG** en la matière.¹¹⁶⁹

NEG souligne le niveau très élevé des tarifs de court terme, notamment par la comparaison des tarifs de transport d'Hydro-Québec avec ceux des compagnies américaines suivantes : Central Maine, Con Edison, BPA, VEPCO, FP&L, TVA.¹¹⁷⁰

L'intervenante soutient par ailleurs que le niveau relativement marginal des revenus ventes à court terme, qui représentent 0,4 % du revenu requis, devrait permettre au transporteur d'offrir à ses clients des tarifs beaucoup plus bas pour les services à court terme afin de stimuler la concurrence sur son réseau.

*« With the marginal revenues it obtains from short term services (0.4% of its expected revenues)⁶⁶, HQ-TE has plenty of margin to offer lower rates to the rest of its customer base in order to stimulate true competition on its grids. »*¹¹⁷¹

À l'instar de la **Coalition industrielle** et de **OPG**, **NEG** considère que la préférence pour le service à long terme favorise les compagnies ou divisions affiliés au transporteur.¹¹⁷² **NEG** croit également qu'encourager l'utilisation des services à court terme améliorera l'efficacité économique.¹¹⁷³

NEG estime que les tarifs des autres compagnies examinées sont basés sur une méthodologie conforme. Les tarifs de court terme sont établis à partir du tarif annuel.¹¹⁷⁴

¹¹⁶⁸ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 116.

¹¹⁶⁹ Argumentation d'Énergie NB, page 52.

¹¹⁷⁰ NEG-9, page 20.

¹¹⁷¹ Argumentation de NEG, page 16.

¹¹⁷² NEG-5, page 14.

¹¹⁷³ NEG-5, page 14.

¹¹⁷⁴ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 98.

À l'instar d'OPG, NEG lie le tarif à la qualité du service offert. L'intervenante estime qu'il n'existe aucune explication logique à offrir des services non fermes à court terme à des prix supérieurs aux tarifs fermes à long terme.

*« HQ-TE's policy to offer non-firm short-term services at higher prices than a firm long-term service defies any logical explanation. Every other Transmission Provider charges less for non-firm short term as compare to firm long-term service. »*¹¹⁷⁵

NEG précise en audience :

« I believe that another point that we are trying to make is, in many of the jurisdictions in which we trade, the higher integrity of the service, firm compared to non-firm. Non-firm is not as firm, it is not as safe to transmit and therefore, it is usually on a hundred percent (100%) load factor per megawatt-hour basis cheaper, less expensive, because you are not getting the security, it is just, it is a lesser service.

*Therefore it is less expensive but it is also less reliable. New York Power used to operate this way, NEPOOL, PJM operates that way as well. As the service gets less firm, it gets cheaper. »*¹¹⁷⁶

OC considère que l'approche 1-CP/12-CP proposée par le transporteur pour la tarification du service de transport est inefficace à promouvoir une utilisation optimale du réseau de transport. En incitant les consommateurs à opter pour le service à long terme plutôt que le service à court terme, la structure tarifaire décourage l'utilisation de la capacité excédentaire de transport en dehors de la saison hivernale. Selon l'intervenante, les ventes à court terme sont susceptibles d'améliorer l'efficacité générale du système en améliorant le facteur d'utilisation du réseau.¹¹⁷⁷

Pour OPG, l'incitation pour le client à opter pour les tarifs de long terme crée un biais méthodologique contre les nouveaux participants au marché. L'intervenante croit qu'encourager l'utilisation de services à court terme pourrait améliorer l'efficacité économique. L'expert d'OPG, le D^r Craig Roach, mentionne à cet égard :

*« [...] I think encouraging short-term use of a transmission system can improve economic efficiency. For example, short-term use may allow fuller use of the system by filling in demand during lower-demand periods. Second, I think it is important that new market participants be treated comparably and fairly, and I believe at least some of these new market participants may be looking primarily to short-term service. By using the tariff calculation method to encourage transmission customers to purchase annual service over short-term service, TransÉnergie is potentially creating a pricing bias against new market participants. »*¹¹⁷⁸

¹¹⁷⁵ NEG-5, page 10.

¹¹⁷⁶ NS, 14 juin 2001, volume 31, page 99.

¹¹⁷⁷ Argumentation d'OC, page 34.

¹¹⁷⁸ Direct Evidence of Craig R. Roach, Ph.D, page 21.

L'intervenante soutient que la proposition du transporteur constitue une atteinte aux principes de la FERC liés à un traitement juste et comparable. Les clients du transporteur seraient contraints de payer un prix plus élevé pour une qualité de service inférieure ne générant aucun coût additionnel.¹¹⁷⁹

OPG rejoint le point de vue de la **Coalition industrielle** sur le fait que les participants au marché pourraient d'abord être intéressés par des transactions à court terme. **OPG** cite les exemples des marchés de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre à prédominance de court terme. L'utilisation du service à long terme constituerait un risque pour les participants au marché autres que les compagnies affiliées ou les autres divisions de la compagnie propriétaire du transport, puisque leurs réservations d'électricité seraient inutilisées durant plusieurs heures.

*« Furthermore, longer term contracts in general favour the marketing affiliate of a transmission owner. When a market participant purchases long-term transmission service, it takes on significant risk that it will be unable to utilize the service in some or many of the hours that have been reserved. For an affiliate, such non-usage merely represents a transfer of funds between affiliated companies or divisions; a minor concern for management since their incentives are related to overall corporate performance. For a non-affiliate, such non-usage represents a real cost that serves to effectively increase the cost of transmission because costs incurred over the hours that are reserved must be recouped in the hours when the service is actually utilized. »*¹¹⁸⁰

OPG fait une évaluation des tarifs mensuels qui seraient issus de l'application d'une même méthodologie d'allocation des coûts. Les tarifs mensuels obtenus seraient de 28 % inférieurs à ceux proposés par le transporteur.

Le **RNCREQ** constate que le transporteur n'a pu présenter aucun précédent pour la pratique d'utiliser deux approches différentes pour les tarifs de court terme et de long terme. Le **RNCREQ** s'appuie en particulier sur le balisage effectué par Hydro-Québec, où, selon lui, toutes les compagnies étudiées pratiquent des tarifs mensuels égaux au douzième du tarif annuel de long terme.¹¹⁸¹

Comme plusieurs autres intervenants, le **RNCREQ** considère l'incitatif à prendre des réservations à plus long terme comme non justifié, étant donné l'aspect discriminatoire de cette approche les clients qui n'ont pas besoin de réservations annuelles.¹¹⁸²

¹¹⁷⁹ Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁸⁰ Argumentation d'OPG, page 18.

¹¹⁸¹ Argumentation du **RNCREQ**, p. 81

¹¹⁸² Argumentation du **RNCREQ**, p. 81

Pour l'intervenant, la Régie devrait, par souci d'équité réglementaire, rejeter l'approche proposée par le transporteur, étant donné que le seul bénéficiaire actuel de cette politique serait Hydro-Québec elle-même.¹¹⁸³ Le RNCREQ estime que l'incitation aux clients à prendre les réservations de long terme se trouve injustifiée.

STOP/S.É. recommande le maintien du principe d'un tarif de la capacité réservée mensuellement qui soit proportionnellement plus élevé que le tarif de la capacité réservée à l'année. Selon l'intervenant, cette approche vise à faire assumer par le client la valeur réelle des infrastructures requises pour répondre à la capacité réservée, même si celle-ci ne l'est que durant une partie de l'année. Cependant, l'intervenant demande de prévoir un tarif différent selon le mois, afin de refléter la courbe saisonnière de consommation et de congestion du réseau. Cette recommandation s'applique aussi aux tarifs de réservation de capacité pour des périodes plus courtes (semaine, jour, heure).¹¹⁸⁴

6.3.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note l'objectif du transporteur de chercher à inciter les clients à utiliser en priorité les services à plus long terme et de se soucier des impacts possibles sur ses revenus des ventes à long terme.

Toutefois, la Régie considère, comme l'ont signalé certains intervenants, que l'élément incitatif invoqué par le transporteur est déjà pris en compte dans la priorité de renouvellement du service de point à point à long terme et la garantie de la disponibilité des services fermes. La Régie est d'avis qu'il existe un incitatif important pour le client du service de point à point à long terme de préserver sa priorité de réservation détenue en renouvelant ses réservations sur un réseau et des interconnexions de plus en plus sollicitées.¹¹⁸⁵

Faute de justification satisfaisante de la part du transporteur, et compte tenu de la preuve soumise par plusieurs intervenants, la Régie choisit de se référer à la pratique nord-américaine la plus courante, pour la détermination des tarifs de court terme. Elle rejette donc la méthode proposée par Hydro-Québec quant à la détermination des tarifs de court terme.

Même si une baisse des tarifs de service à court terme pourrait avoir un impact négatif sur les revenus du transporteur provenant des ventes à long terme, ce fait, en soi, ne justifie pas

¹¹⁸³ Argumentation du RNCREQ, p. 81

¹¹⁸⁴ STOP/S.É.-1, document 1, page 32.

¹¹⁸⁵ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 214.

des tarifs de court terme aussi élevés. La Régie n'a pas entendu de preuve sur l'ampleur d'un tel impact et ne peut pas l'estimer. La variation des revenus provenant des ventes à long terme est reconnue par la Régie, à la section 4.4.1.2, comme un risque important du transporteur. La Régie en a pris compte en établissant le taux de rendement sur l'avoir propre, dans la section 4.4.3.2.

Après examen des résultats du balisage effectué par Hydro-Québec auprès de plusieurs compagnies nord-américaines y compris celles utilisant la méthode 1-CP pour déterminer leurs tarifs de point à point à long terme¹¹⁸⁶, la Régie observe que la pratique usuelle est de fixer les tarifs de court terme sur la base du tarif annuel. Le tarif mensuel est fixé au douzième du tarif annuel et le tarif hebdomadaire est obtenu en divisant le tarif annuel par le nombre de semaines dans l'année, soit 52, et ce, quelle que soit la compagnie étudiée. La Régie choisit de retenir cette approche.

La Régie constate également que la pratique nord-américaine fixe le tarif quotidien soit sur la base du nombre de jours calendaires, soit sur la base du nombre de jours ouvrables. La Régie juge le mode de détermination du tarif quotidien ferme, tel que soumis par le transporteur, adéquat et retient l'utilisation du nombre de jours ouvrables pour la détermination du tarif quotidien du service ferme. Le tarif pour ce service sera fixé au tarif annuel divisé par 260.

Cependant, la Régie est d'avis que la qualité du service à court terme fourni devrait se refléter dans les prix du transport. La possibilité pour le service non ferme d'être interrompu à tout moment explique en grande partie sa qualité moindre et justifie l'octroi de prix inférieurs à ceux applicables aux services fermes.

La Régie prend note de la constatation de NEG à l'effet que dans plusieurs juridictions américaines, le service non ferme est moins cher que le service ferme car il est moins fiable et donc de moindre qualité.

La Régie adopte le principe de fixer le tarif du service non ferme sur la base d'un facteur d'utilisation de 100 % et demande donc au transporteur de calculer ce tarif sur la base du nombre de jours calendaires.

La Régie estime cohérente la fixation du tarif horaire du service non ferme sur la base du tarif quotidien divisé par 24 heures, tel qu'il a été proposé par le transporteur.

¹¹⁸⁶ HQT-10, document 1.1; HQT-10, document 1.7.13.

En conclusion, la Régie rejette les tarifs de court terme proposés par le transporteur et ordonne à celui-ci de fixer les tarifs de court terme comme suit :

Tarif	Service ferme	Service non ferme
Mensuel (\$/kW/mois)	Tarif annuel divisé par 12	Idem
Hebdomadaire (\$/kW/semaine)	Tarif annuel divisé par 52	Idem
Quotidien (\$/kW/jour)	Tarif annuel divisé par 260	Tarif annuel divisé par 365
Horaire (\$/MW/heure)	Non disponible	Tarif quotidien divisé par 24

6.4. LA POLITIQUE DE RABAIS

6.4.1. POSITION DES PARTIES

La position du **transporteur** concernant sa politique de rabais comporte plusieurs volets. En résumé, ces volets concernent l'objectif d'utilisation optimale du réseau de transport, la discrétion du transporteur dans l'octroi de ses rabais, la volonté d'octroyer des rabais différenciés par chemin et ne s'appliquant qu'à des périodes de court terme, que les rabais sont basés sur les prix relatifs entre les marchés et, finalement, qu'un traitement non discriminatoire est assuré par l'affichage sur OASIS.

Le transporteur allègue qu'afin d'optimiser davantage l'utilisation de la capacité disponible sur le réseau une fois les besoins de la charge locale satisfaits et ainsi maximiser les revenus générés par le service de point à point, il a aussi recours aux rabais qu'il offre sur les services à court terme. Les sommes reçues pour les services de point à point réduisent d'autant les revenus requis résiduels payables par l'ensemble des clients du transporteur. La rationalité économique sous-jacente à l'octroi de rabais vient du fait que, dès que le prix payé pour une réservation de transport excède le coût marginal du court terme, les clients de point à point contribuent aux frais fixes. Dans cette optique, vendre même à prix réduit est préférable à ne pas vendre. Selon le transporteur, l'ensemble des clients de transport ont donc intérêt à ce qu'une politique de rabais soit appliquée puisqu'il est fort probable que les transits à court terme ne seraient pas effectués en leur absence. De plus, il soumet que les tarifs de transport indiqués aux « *Tarifs et conditions* » représentent des prix plafond.^{1187,1188}

Bien que les rabais puissent être accordés sur les services fermes (à court et à long terme) et non fermes, le transporteur affirme qu'il n'offrira pas de rabais sur les services à long terme, dans le but de s'assurer de récupérer les revenus requis résiduels de ces services.¹¹⁸⁹

Selon le transporteur, dans un marché ouvert et concurrentiel, la valeur du service offert sur une ligne de transport est étroitement liée à la valeur de l'énergie dans les marchés qu'elle relie, et elle varie d'un marché à l'autre en fonction d'un ensemble de paramètres temporels, climatiques et autres. Ainsi, les rabais permettent de fixer le prix du transport près de sa valeur économique et ils facilitent la réalisation de transactions économiquement rentables.¹¹⁹⁰ D'ailleurs, l'expert d'Hydro-Québec sur les questions de tarification du

¹¹⁸⁷ HQT-10, document 1, pages 10 et 11.

¹¹⁸⁸ HQT-10, document 1, pages 27 et 28.

¹¹⁸⁹ HQT-10, document 1, page 27.

¹¹⁹⁰ HQT-11, document 2, pages 84 à 87.

transport d'électricité, le D' Orans, corrobore l'idée que les rabais tarifaires du transporteur offrent un potentiel favorable à des transactions économiquement efficaces.¹¹⁹¹

Le transporteur propose que, dorénavant, les rabais ne soient offerts que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau.¹¹⁹² Le transporteur pourra néanmoins offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison. Ceci permet de maintenir l'achalandage sans affecter la compétitivité sur l'ensemble du réseau. Ainsi, un chemin fortement sollicité pourrait ne nécessiter aucun rabais alors que d'importants rabais peuvent être offerts sur un autre chemin. Le transporteur souhaite pouvoir également limiter ses offres de rabais à des périodes données et allègue que cette pratique n'est pas discriminatoire.¹¹⁹³ D'ailleurs, selon le D' Orans, dans l'éventualité peu probable où des contraintes ne peuvent être résolues au moyen d'une nouvelle répartition centralisée de la production, la tarification offre une solution à la congestion fondée sur la différenciation de la fiabilité du service de transport.¹¹⁹⁴

Le transporteur rappelle qu'afin d'éviter tout traitement discriminatoire lors de la fixation des rabais, les « *Tarifs et conditions* » prévoient que toute offre de rabais faite par le transporteur, toute demande de rabais de la part d'un client et tous les détails d'une entente client-transporteur doivent être immédiatement affichés sur OASIS.¹¹⁹⁵

Le transporteur, en argumentation, affirme que l'application de rabais aux tarifs pour les services (point à point) à court terme est une pratique courante en Amérique du Nord, sanctionnée par les organismes de régulation économique dans les secteurs électriques et gaziers.¹¹⁹⁶

Le transporteur propose de respecter deux conditions essentielles avant d'offrir des rabais. Dans un premier temps, il doit observer qu'il y a une baisse de revenus des services de point à point et ensuite il doit être capable de vérifier que cette baisse est directement reliée au fait que son tarif est trop élevé et que cela empêche des transactions à ce moment-là.¹¹⁹⁷ Ces conditions sont d'ailleurs incorporées dans la politique de rabais proposée en Annexe 2 de son argumentation.¹¹⁹⁸

¹¹⁹¹ HQT-10, document 4.1, pages 20 et 21.

¹¹⁹² La Régie note, cependant, une affirmation du transporteur à l'effet que les chemins contraints sont identifiés comme des points sur le système OASIS, soit toutes les interconnexions avec les réseaux voisins, à l'exception de celle avec la centrale de Churchill Falls. (HQT-13, document 14, page 117.)

¹¹⁹³ HQT-10, document 1, page 28.

¹¹⁹⁴ HQT-10, document 4.1, page 20.

¹¹⁹⁵ HQT-10, document 1, page 29.

¹¹⁹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 169.

¹¹⁹⁷ NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 36 et 37.

¹¹⁹⁸ Argumentation Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

Le transporteur affirme qu'il n'y a pas lieu de faire du *monitoring* de l'utilité des rabais *ex post*, car les rabais sont fixés sur la base de prévisions de prix de différentes publications et qu'il n'est pas pertinent, selon lui, de faire de comparaison pour évaluer la justesse des rabais, car les prix varient en fonction de différents facteurs.^{1199,1200,1201} En audience, le transporteur constate aujourd'hui, et ce, depuis l'an 2000 environ, que les tarifs de TransÉnergie n'empêchent aucune transaction, même s'il n'y a pas de rabais sur le réseau pour aucun des services. Il n'est donc envisagé aucune baisse des prix de marché, aucun rabais, avant les deux à cinq prochaines années¹²⁰² :

*« Ce qu'on demande, c'est de maintenir la situation actuelle, c'est-à-dire qu'on peut faire des rabais aujourd'hui. On vous dit tout simplement qu'on n'en fera pas avant deux, trois ans, certain. De la façon dont on est parti là, ça prendrait un changement majeur dans les marchés pour nous amener à vouloir offrir des rabais. »*¹²⁰³

Le transporteur mentionne qu'il est essentiel que sa capacité de réaction rapide soit maintenue à l'instar de la pratique de l'industrie généralement reconnue à cet égard. Il s'ensuit donc que les rabais ne doivent pas être fixés pour de longues périodes et que le transporteur doit pouvoir accorder ou modifier les rabais au besoin, en temps réel, sans devoir obtenir l'accord préalable de la Régie. Cette proposition va aussi dans le sens de l'allégement du processus réglementaire.¹²⁰⁴

Comme le transporteur doit pouvoir accorder des rabais différenciés par chemin, il considère inopportun de fixer un prix plancher pour le service de transport à court terme.¹²⁰⁵ D'une part, les coûts marginaux sont quasi nuls. D'autre part, le transporteur doit pouvoir conserver toute la flexibilité nécessaire pour maximiser le transit sur son réseau et, partant, les revenus qui en découlent. Ce n'est d'ailleurs pas, selon lui, la pratique générale de l'industrie que de fixer un prix plancher. Le transporteur propose cependant que, si la Régie souhaite fixer un prix plancher, celui-ci soit fixé au niveau historique de 0,50 \$/MWh.¹²⁰⁶

Le transporteur ajoute également qu'il a été démontré que l'application de formules visant à déterminer des rabais n'a pas donné les résultats souhaités et que cette façon de procéder a été abandonnée là où elle avait été mise en œuvre. De plus, le transporteur considère primordial qu'il puisse fixer les rabais à partir de sa connaissance des marchés.¹²⁰⁷

¹¹⁹⁹ HQT-13, document 13.2, page 8.

¹²⁰⁰ NS, 23 mai 2001, volume 24, page 262.

¹²⁰¹ HQT-13, document 13, page 22.

¹²⁰² NS, 22 mai 2001, volume 23, pages 38 et 39.

¹²⁰³ NS, 22 mai 2001, volume 23, page 115.

¹²⁰⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 170.

¹²⁰⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 170.

¹²⁰⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

¹²⁰⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

Par ailleurs, le transporteur soutient que le fait d'accorder des rabais pour des transactions de court terme n'est incompatible ni avec le principe d'uniformité territoriale, ni avec celui du tarif timbre-poste comme l'a également reconnu l'expert El-Ramly de la Coalition industrielle.¹²⁰⁸

Les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » traitent des tarifs spécifiques aux services de transport ferme à long et à court terme de point à point et de transport non ferme de point à point, respectivement.¹²⁰⁹ Hydro-Québec ne considère pas opportun d'inclure dans les « *Tarifs et conditions* » les éléments de la politique en matière de rabais tarifaires qui constituent des obligations du transporteur par rapport à la Régie et qui ne constituent pas des obligations des parties à un contrat de service de transport.¹²¹⁰ Elle soutient également que les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » sont conformes à la politique de rabais qu'elle propose.¹²¹¹

Le transporteur précise que les « *Tarifs et conditions* », tels que modifiés, tiennent compte des pratiques commerciales généralement appliquées en Amérique du Nord et consacrées dans les décisions de divers organismes de réglementation (FERC et autres), tels que les rabais différenciés par chemin, et qu'ils intègrent les éléments pertinents de la demande d'Hydro-Québec, de même que la possibilité d'offrir des rabais différenciés par chemin.¹²¹²

Le transporteur prétend également qu'un parallèle peut être fait entre sa proposition de politique de rabais dans le présent dossier et les programmes de rabais que la Régie a autorisés dans sa décision D-94-52 relative à une demande de Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).¹²¹³

Hydro-Québec est d'avis que le programme de rabais que le transporteur a présenté en preuve à la Régie, avec ses modalités et critères d'application limités au transit de court terme, est suffisamment défini, circonscrit et limité dans ses effets sur les autres tarifs et la clientèle en général pour que la Régie accorde à TransÉnergie toute la discrétion qui est requise pour l'utilisation optimale de sa politique de rabais.¹²¹⁴

L'ACEF de Québec mentionne qu'il faut se questionner sur la finalité des rabais et c'est pourquoi elle demande de limiter l'usage des rabais sur le transport et de juger ces rabais

¹²⁰⁸ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 171.

¹²⁰⁹ HQT-11, document 2, pages 84 à 87.

¹²¹⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 175.

¹²¹¹ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 177.

¹²¹² Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 178.

¹²¹³ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, pages 192 et 193.

¹²¹⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, 9 août 2001, page 194.

sous l'angle de la rentabilité globale, à long terme pour la société, d'exporter l'électricité du Québec à rabais. Le maintien à long terme d'une surcapacité risque de ne pas être à l'avantage des clientèles réglementées avec ces rabais soutenus et systématiques.¹²¹⁵

L'intervenante maintient que la Régie doit ainsi surveiller les rabais, établir des règles claires à cet effet, fixer des prix planchers pour les services de transport et évaluer si vraiment ces rabais sont profitables pour l'ensemble des Québécois dans une perspective de développement durable, avant d'en permettre sa généralisation.¹²¹⁶

Pour ce faire, l'intervenante pense qu'il faut s'assurer que Hydro-Québec Production ne profite pas exclusivement ou indûment de ces rabais, ce qui pourrait laisser croire à tort que le prix de l'électricité au Québec est très compétitif, alors que l'avantage concurrentiel n'est dû qu'à l'interfinancement du service de transport par les clientèles de la charge locale.¹²¹⁷

Pour l'ACEF de Québec, l'exigence d'uniformité territoriale des tarifs n'implique pas l'unicité tarifaire et empêche possiblement l'application de tarifs par zone et de rabais par chemin, car les rabais ne seraient pas tous accessibles uniformément sur tout le territoire du Québec, rendant les tarifs pour une même clientèle, nets des rabais, différents selon les régions du Québec.¹²¹⁸

L'intervenante croit que les rabais ne doivent pas être conçus en fonction de l'écart de prix entre deux marchés, de manière à améliorer la compétitivité des exportations du Québec, ce qui contrevient à l'esprit du traité de libre-échange et équivaut, selon elle, à une subvention directe des exportations d'électricité.¹²¹⁹

L'intervenante conclut ses observations en soutenant que le transporteur doit pouvoir prouver que les rabais qu'il applique accroissent véritablement les revenus de transport, réduisant d'autant le fardeau de la charge locale, sinon les rabais doivent être interdits ou assumés pleinement par l'actionnaire. En présence des réserves hydrauliques, il est de l'avis de l'ACEF de Québec que les rabais ne sont pas utiles et qu'ils bénéficient essentiellement au producteur d'électricité au détriment du transporteur et de la charge locale.¹²²⁰

Selon l'AIEQ, le transporteur offre à des clients des rabais sur des services à court terme, selon la disponibilité du réseau. Ces rabais constituent, selon l'intervenante, un pas en

¹²¹⁵ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 67.

¹²¹⁶ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 67.

¹²¹⁷ Mémoire de l'ACEF de Québec, page 68.

¹²¹⁸ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 20.

¹²¹⁹ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 21.

¹²²⁰ Observations de l'ACEF de Québec, 6 septembre 2001, page 21.

direction d'une tarification optimale en ce qu'ils réduisent le prix du service de transport à un niveau pouvant se rapprocher du coût marginal. Cette pratique commerciale, qui favorise une meilleure utilisation des ressources en période hors pointe, n'est toutefois pas suffisante pour éliminer les effets économiques négatifs du modèle tarifaire général fondé sur le coût moyen.¹²²¹

ARC-FACEF-CERQ juge, à la lumière du témoignage de son expert, M. Gérald Roberge, que la politique de rabais d'Hydro-Québec soulève un enjeu majeur et fondamental portant sur la rentabilité réelle des exportations, alors qu'il ressort clairement que les achats-reventes et les ventes à court terme n'ont été rentables que grâce aux rabais importants consentis sur le réseau de transport au cours des années.¹²²²

L'intervenant recommandait initialement dans son mémoire que la politique de rabais, telle que proposée par Hydro-Québec, soit abolie. Advenant le fait que la Régie en décide autrement, l'intervenant était d'avis que l'octroi de ces rabais devait se faire à l'intérieur de balises minimales et maximales bien définies, car autrement les rabais peuvent être trop élevés et la clientèle de charge locale privée de tout bénéfice.¹²²³

L'intervenant a cependant modifié sa recommandation de rejeter la politique de rabais, en cours d'audience, compte tenu de l'ajout par Hydro-Québec dans sa politique de deux conditions essentielles pour l'octroi de rabais et du fait qu'Hydro-Québec a mentionné qu'elle ne prévoyait dorénavant pas octroyer d'autres rabais avant trois à cinq ans.¹²²⁴

Dans son argumentation, l'intervenant juge que ces conditions sont des modifications majeures par rapport à la requête amendée où Hydro-Québec sollicitait l'approbation de la Régie pour sa politique de rabais et estime étonnant que TransÉnergie ne pose plus comme condition la rentabilité des transactions qui constituait pourtant l'un des points majeurs pour justifier l'utilisation de rabais.¹²²⁵

ARC-FACEF-CERQ juge que ce délai de trois à cinq ans laisse amplement de temps pour se pencher sur la question convenablement, compte tenu des lacunes notées dans les explications fournies par les représentants d'Hydro-Québec relativement à l'appréciation de la rentabilité des décisions ayant été prises et de la complexité du sujet. L'intervenant recommande que la question des rabais soit traitée comme un programme commercial et

¹²²¹ AIEQ-1, page 11.

¹²²² ARC-FACEF-CERQ-1, document 1, page 13.

¹²²³ ARC-FACEF-CERQ-1, document 1, page 13.

¹²²⁴ NS, 31 mai 2001, volume 29, page 151.

¹²²⁵ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, pages 87 et 88.

exige qu'une demande soit déposée à cet effet par Hydro-Québec afin qu'en soient correctement soupesés les tenants et les aboutissants.¹²²⁶

ARC-FACEF-CERQ exhorte la Régie à refuser la demande de TransÉnergie à l'effet que cette dernière puisse avoir toute discrétion dans l'octroi des rabais. Les tarifs ne sont pas encore déterminés et il faudrait dès maintenant, selon la proposition d'Hydro-Québec, discuter de la question des rabais pour le service de point à point à court terme. Il apparaît à l'intervenant prématuré de discuter davantage de cette question maintenant.¹²²⁷

L'intervenant constate qu'en 1997 et 1998, la valeur des rabais consentis sur le réseau de transport de TransÉnergie était très élevée, atteignant parfois 97 % du tarif horaire maximal hors pointe, équivalant à un tarif de 0,50 \$/MWh, ce qui aurait constitué son prix plancher historique. Si les rabais se sont avérés nécessaires pour une certaine période, il affirme maintenant qu'ils ne seraient plus requis depuis juin 2000, ce qui a été confirmé récemment par Hydro-Québec.¹²²⁸

L'intervenant soutient que le transporteur assure d'un côté prendre ses décisions seul sans consulter Hydro-Québec, mais que d'un autre côté, il aurait suffisamment d'information des prix de Hydro-Québec Production pour consentir des rabais afin de rentabiliser les transactions de cette dernière. Selon l'intervenant, ceci soulève des questionnements sur le degré de séparation fonctionnelle permettant de tels échanges.¹²²⁹

En réplique, le **transporteur** réagit au fait qu'en traitant du sujet des rabais accordés sur les tarifs de transport, ARC-FACEF-CERQ insinue, malgré la preuve au dossier à l'effet contraire, que TransÉnergie aurait été suffisamment informée des prix de Hydro-Québec Production pour consentir des rabais afin de rentabiliser les transactions de cette dernière, mettant ainsi en doute la séparation fonctionnelle entre le transporteur et le producteur. Dans les faits, le transporteur évaluait le différentiel de prix entre les marchés sur la base du prix de l'électricité patrimoniale sans autre information de Hydro-Québec Production et l'insinuation de l'intervenant est malveillante.¹²³⁰

La **Coalition industrielle** estime que les tarifs de transport de point à point proposés par TransÉnergie ne sont pas justes et raisonnables pour les usagers du marché de gros, car elle les juge élevés par rapport aux coûts. C'est, selon l'intervenante, la raison pour laquelle, dans le but de favoriser un meilleur usage de ses lignes de transport et de ses

¹²²⁶ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 15.

¹²²⁷ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 15.

¹²²⁸ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 87.

¹²²⁹ Argumentation d'ARC-FACEF-CERQ, 6 septembre 2001, page 86.

¹²³⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 18.

interconnexions, TransÉnergie a dû, par la suite, afficher des escomptes qui ont permis aux clients du service de transport de réaliser des transactions qui, autrement, n'auraient pas pu être rentables.¹²³¹

L'expert de la Coalition industrielle, le D' El-Ramly, estime que la proposition de TransÉnergie, visant l'utilisation de rabais pour augmenter l'usage du réseau, devrait être étendue aux transactions à long terme et devrait être appliquée d'une façon prédéfinie, transparente et cohérente. Conséquemment, le transporteur devrait développer une politique de rabais qui aurait à être approuvée par la Régie.¹²³²

L'expert El-Ramly juge qu'il y a trois raisons pour ne pas adopter la position de l'expert Orans d'Hydro-Québec qui prétend que la politique de rabais proposée par le transporteur améliore l'utilisation efficace de la capacité de transport. La première est que ces rabais ne s'appliquent qu'au service de point à point à court terme, ce qui représente seulement 0,4 % des revenus de transport, sans donner aux utilisateurs d'assurance sur la disponibilité à l'avance. La seconde raison est que les tarifs de service à court terme ont été gonflés afin de décourager l'utilisation de ce service. La dernière raison est que les tarifs des services de point à point à long terme et de réseau intégré sont tels qu'ils n'envoient aucun signal de prix à l'industrie ou n'induisent aucun changement dans l'utilisation efficace de la capacité de transport.¹²³³

En audience, l'expert El-Ramly a affirmé que les rabais devraient être basés sur l'utilisation du réseau plutôt que sur les conditions des marchés avoisinants et, qu'en fait, les rabais devraient être octroyés en relation avec l'utilisation du réseau et la disponibilité des capacités comme dans l'industrie du transport aérien :

*« What are the principles? It should always offer, be offered if the system has ample capacity. You have a surplus capacity, you should offer a discount. You should progressively decrease the discount as the system fills. A lot of airlines have revenue optimization programs where, when you start first, you have no discounts, all the business long-term people reserve, then they apply a discount. And as you get close to the end, you find that if the plane is empty, there is a lot of discount, if the plane is full, I had to pay forty-five hundred dollars (\$4,500) to come to Montreal because I didn't know when to reserve. So the discount, it will be the same, it will be visibly decreased as the system fills. »*¹²³⁴

« That is my problem with the proposal. It is that you look at other systems and you look at the marketplace. I do not think you should be looking at the marketplace. I think you should be looking at your system utilization and available capacity. Just like an airline, if you have two

¹²³¹ Mémoire de la Coalition industrielle, page 19.

¹²³² Coalition-5, page 21.

¹²³³ Coalition-5, pages 27 et 28.

¹²³⁴ NS, 25 mai 2001, volume 26, pages 167 et 168.

*hundred (200) seats, you have two hundred (200) seats. I do not care if the connection from Toronto out is busy, I have two hundred (200) seats, that is what I should sell. »*¹²³⁵

Dans ses recommandations à la Régie, l'expert El-Ramly propose que la Régie impose au transporteur de développer une politique de rabais objective, transparente et non discriminatoire comportant des normes et barèmes d'application générale et qui soit le fruit d'une consultation des acteurs de l'industrie. Il propose également que ces rabais s'appliquent autant aux services à long terme qu'à ceux à court terme, que les rabais pour le long terme reflètent l'impact qu'a la mise en place de nouvelles ressources sur la performance et les coûts du réseau, et que les rabais aient un niveau minimal pour le ferme et le non ferme. L'expert souhaiterait aussi que la Régie implante un système de « *monitoring* » de ces rabais et que les rabais applicables aux services à court terme soient suffisamment élevés pour attirer d'autres utilisateurs, et l'expert propose des planchers tarifaires de 2 \$/MWh pour le ferme et de 1 \$/MWh pour le non-ferme.¹²³⁶

En argumentation, la Coalition industrielle mentionne qu'elle ne s'oppose pas au principe d'une politique de rabais, mais elle s'oppose vigoureusement à celle proposée par TransÉnergie au motif qu'elle est purement discrétionnaire et arbitraire, et qu'elle favorise implicitement Hydro-Québec Production au détriment des autres usagers du réseau de transport.¹²³⁷

L'intervenante juge que la proposition de TransÉnergie d'escompter ses tarifs de manière différenciée d'un point d'interconnexion à l'autre est un progrès significatif, mais ne rend pas pour autant ses tarifs de transport de point à point justes et raisonnables pour les usagers du marché de gros.¹²³⁸

Dans la mesure où le transporteur conteste le dégroupement des tarifs que propose la Coalition industrielle, cette dernière soumet qu'il en va de même pour l'aspect suivant de la politique de rabais proposée par le transporteur. L'intervenante questionne la prétention d'Hydro-Québec :

*« En effet, comment peut-on prétendre que les tarifs du service de point à point sont uniformes à la grandeur du Québec si les prix effectifs (après rabais) payés par les utilisateurs varient d'une période à l'autre et d'un point d'interconnexion à l'autre? »*¹²³⁹

¹²³⁵ NS, 25 mai 2001, volume 26, page 197.

¹²³⁶ Coalition-5, pages 51 et 52.

¹²³⁷ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 103.

¹²³⁸ Mémoire de la Coalition industrielle, page 19.

¹²³⁹ Argumentation de la Coalition industrielle, 6 septembre 2001, page 106.

Le **transporteur** réplique à l'intervenante, à propos de la violation du principe de l'uniformité territoriale avancée au paragraphe précédent, que la nature particulière d'une tarification à rabais, sa justification pour optimiser l'utilisation du réseau et son impact sur les revenus confirment sa conformité avec les principes de tarification à être appliqués par la Régie et justifient son adoption, telle qu'elle a été proposée.¹²⁴⁰

Énergie NB demande à la Régie, au cas où la soumission d'une étude d'allocation des coûts n'était pas retenue par celle-ci, d'ordonner le dépôt par Hydro-Québec d'une demande amendée contenant une nouvelle politique de rabais et un atelier regroupant les parties intéressées pour une révision de la politique de rabais d'Hydro-Québec.¹²⁴¹

NEG affirme dans son mémoire qu'un des enjeux dans l'utilisation de rabais, tel que souligné par la FERC dans son Ordonnance 888-A, est l'existence d'un potentiel d'abus dans l'utilisation des rabais par un transporteur en présence d'une compagnie affiliée.¹²⁴²

Comme TransÉnergie n'offre des rabais sur des services à court terme que lorsqu'elle juge qu'éventuellement ils augmenteront l'utilisation du réseau et généreront des revenus additionnels en rendant possibles des transactions qui autrement n'auraient pas été économiquement rentables, il devient ainsi important que l'administration de ces rabais soit cohérente et transparente. L'intervenante estime que le transporteur ne fournit aucune information précise sur la façon dont ils sont actuellement administrés, outre des considérations d'ordre général.¹²⁴³

Toujours selon l'intervenante, un des objectifs de TransÉnergie, avec sa politique de rabais, est d'augmenter l'usage de son réseau de transport par des tiers, mais le transporteur n'a fourni aucune preuve d'augmentation de l'utilisation par des clients non affiliés. Elle conclut qu'une telle pratique favorise le segment production d'Hydro-Québec.¹²⁴⁴

NEG affirme, en argumentation, que le transporteur a une structure tarifaire élevée (*excessive rate structure*) qui empêche des échanges économiquement viables, que l'actuelle politique de rabais n'est pas basée sur des règles de marché et qu'elle favorise ses affiliés. Le fait que sa politique de rabais soit basée sur le différentiel de prix entre le marché québécois et les marchés voisins ne peut fonctionner étant donné qu'il n'existe pas de marché de l'énergie à court terme au Québec.¹²⁴⁵

¹²⁴⁰ Réplique d'Hydro-Québec, 26 octobre 2001, page 44.

¹²⁴¹ Argumentation d'Énergie NB, page 8.

¹²⁴² Mémoire de NEG, 16 février 2001, page 11.

¹²⁴³ Mémoire de NEG, 16 février 2001, page 11.

¹²⁴⁴ Mémoire de NEG, 16 février 2001, pages 11 et 12.

¹²⁴⁵ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, pages 24 et 25.

Par ailleurs, l'intervenante mentionne que la volatilité des prix rencontrée sur les marchés du Nord-Est américain et la faiblesse actuelle du prix moyen ne soutiennent pas la position de TransÉnergie à l'effet de ne plus octroyer de rabais depuis juin 2000.¹²⁴⁶

Pour OPG, le témoignage apporté par son expert, le D^r Craig R. Roach, est à l'effet qu'il soutient le principe d'une politique de rabais pour les services de point à point à court terme qui soit basée sur les conditions de marché pour atteindre l'utilisation optimale du réseau de transport. Toutefois, un enjeu important est relié au manque de transparence dans l'utilisation des rabais dans le cas d'une séparation fonctionnelle. Selon l'expert, il est crucial pour TransÉnergie de ne pas utiliser les rabais afin de favoriser la filiale de production, ni même d'en donner l'impression, et il pense que l'utilisation d'OASIS aide à préserver cette apparence¹²⁴⁷ :

« Q: Is there a general policy concern involved here? A: Yes. The general policy concern is that, since it is only functionally unbundled from a generation affiliate, TransÉnergie must not give even the appearance of using the discounting process to favor its generation affiliate.

*Q: Has TransÉnergie taken any steps to avoid such an appearance? A: Yes. Indeed, TransÉnergie has taken the steps most often taken by others. That is, all requests for discounts must be made through the OASIS site and, once accepted, the details of the discounted service are posted on OASIS. »*¹²⁴⁸

Un des problèmes de TransÉnergie avec ses rabais est qu'elle peut les octroyer de façon à favoriser les transactions de son affilié plutôt que de reposer sur les conditions de marché. C'est pourquoi le D^r Roach recommande que TransÉnergie utilise un processus d'enchères pour déterminer les rabais. Selon lui, un tel processus serait plus transparent, contrôlable, non discriminatoire et efficace économiquement.¹²⁴⁹

L'intervenante souhaiterait, en argumentation, que la Régie exige du transporteur qu'il travaille de concert avec les parties intéressées, dans un intervalle de six mois, afin de développer une proposition d'un processus d'enchères publiques des rabais pour le service de point à point à court terme. Par ailleurs, OPG demande à la Régie qu'elle donne au moins les principes de base sous-jacents à l'octroi de rabais et qu'ils soient spécifiquement inclus dans les tarifs de TransÉnergie. Selon l'intervenante, la philosophie d'octroi des rabais du transporteur devrait plutôt s'articuler autour du principe d'optimisation du système que de se baser sur les prix relatifs des marchés avoisinants, tel qu'aménagé initialement par le D^r El-Ramly, de la Coalition industrielle. OPG demande également de rejeter les deux

¹²⁴⁶ Argumentation de NEG, 7 septembre 2001, page 26.

¹²⁴⁷ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, pages 24 et 25.

¹²⁴⁸ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, page 25.

¹²⁴⁹ Mémoire d'OPG, témoignage de Roach, 7 février 2001, pages 25 et 26.

conditions essentielles que le transporteur veut instaurer pour juger de l'octroi ou non de rabais.

En conclusion, l'intervenante juge acceptable, en guise de mesure intérimaire, en attendant l'adoption d'un processus d'enchères, le fait que le transporteur modifie sa politique de rabais de façon à ce que des rabais ne soient offerts que sur des chemins non contraints conduisant au même point de livraison.¹²⁵⁰

Dans leur témoignage, les experts¹²⁵¹ du RNCREQ affirment que l'utilisation de rabais pour augmenter les transactions sur un réseau est une pratique réglementaire largement acceptée. Théoriquement, le niveau optimal des rabais est relié à la différence entre le prix du marché et le coût marginal du producteur.¹²⁵²

Toutefois, selon ces experts, cette logique est contredite au Québec, étant donné la caractéristique particulière du système hydraulique de production. Dans un tel système, si une transaction n'est pas effectuée, car jugée non rentable à un moment précis, l'énergie hydroélectrique demeure dans les réservoirs pour être vendue à un moment ultérieur et n'est pas perdue. Ainsi, le fait qu'aucun rabais ne soit octroyé ne cause donc pas au transporteur de perte de revenu, seulement un déplacement dans le temps du recouvrement de ce revenu. Toujours selon ces experts, Hydro-Québec Production agira au meilleur de sa connaissance afin de maximiser ses profits en arbitrant sur les périodes de temps où elle peut vendre, et ce, à l'intérieur de ses contraintes, mais le transporteur doit être indifférent par rapport à ces arbitrages.¹²⁵³

Selon ces experts, si TransÉnergie était soucieuse de maximiser ses revenus de point à point, elle n'offrirait pas de rabais étant donné qu'avec le temps, les ventes de point à point de Hydro-Québec Production égaleraient exactement les apports hydrauliques moins la demande locale. C'est pourquoi les rabais constituent, dans ce cas particulier, un transfert de coûts du producteur vers ses consommateurs réglementés. La seule justification possible des rabais serait d'aider à accroître l'utilisation du réseau par des tiers, mais Hydro-Québec n'a fourni aucune preuve à cet effet.¹²⁵⁴

En observant la pratique réglementaire de la BCUC, les experts constatent que ce régulateur limite l'utilisation des rabais de West Kootenay Power aux services à court terme ferme et non ferme si ce dernier satisfait aux trois conditions suivantes : un rabais est accordé si,

¹²⁵⁰ Argumentation d'OPG, 6 septembre 2001, pages 22 à 24.

¹²⁵¹ Philip Raphals, Peter Bradford et Ellis O. Disher.

¹²⁵² Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 22.

¹²⁵³ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 22.

¹²⁵⁴ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, pages 22 et 23.

premièrement, le client prouve au transporteur qu'il a une alternative à moindre coût, deuxièmement, qu'en l'absence de rabais il n'y aura pas de transaction pour des raisons économiques, et, troisièmement que l'augmentation de l'utilisation du réseau ne résultera pas en une augmentation de ses coûts.¹²⁵⁵

Le RNCREQ considère, dans son argumentation, que la politique de rabais proposée par Hydro-Québec est inacceptable. L'intervenant juge que la Régie doit rejeter les rabais différenciés par chemin à cause de l'utilisation abusive de rabais pour améliorer la position concurrentielle d'Hydro-Québec Production par rapport à ses concurrents, à moins que des contrôles appropriés soient mis en place pour s'assurer que le tarif n'est pas appliqué avec discrimination. Également, tel que rapporté par l'expert Raphals, même si les deux conditions proposées par Hydro-Québec peuvent aider à déterminer le moment où le transporteur recommencera à offrir des rabais, elles demeurent insuffisantes en ne fournissant aucune indication de l'ampleur du rabais à offrir, ni sur quels chemins ni pour quelle durée, donnant ainsi totale discrétion à TransÉnergie.¹²⁵⁶ L'intervenant demande à la Régie d'interdire tout rabais, tant qu'une nouvelle politique établie dans le respect de la Loi n'aura pas été approuvée par la Régie.¹²⁵⁷

STOP/S.É. est d'avis que l'introduction par le transporteur des modalités dans l'offre des rabais, soit n'offrir des rabais que sur les chemins non contraints menant au même point de livraison sur le réseau, offrir des rabais différents sur des chemins menant à différents points de livraison et limiter ses offres de rabais à des périodes données, est souhaitable. Ces modalités permettent ainsi de limiter l'octroi de rabais aux périodes les plus creuses et aux chemins les moins rentables tout en laissant les périodes et les chemins les plus rentables au plein tarif.¹²⁵⁸

Selon l'intervenant, ces modalités évitent que les usagers à rabais occupent une capacité qui pourrait être utilisée par les clients à plein tarif, ce qui est dans l'intérêt public et permet l'optimisation de l'utilisation des équipements disponibles. Cette approche se compare dans le privé aux rabais des grands transporteurs aériens qui sont à peu près inexistantes en période de vacances ou d'achalandage élevé et qui se limitent souvent aux périodes hors pointe. L'intervenant recommande donc que la Régie permette à Hydro-Québec de moduler ses rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis.¹²⁵⁹

¹²⁵⁵ Mémoire du RNCREQ, 7 février 2001, page 24.

¹²⁵⁶ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, pages 115 et 116.

¹²⁵⁷ Argumentation du RNCREQ, 6 septembre 2001, page 118.

¹²⁵⁸ STOP/S.É.-1, document 1, page 34.

¹²⁵⁹ STOP/S.É.-1, document 1, page 34.

En argumentation, l'intervenant demande que les Annexes 7 et 8 des « *Tarifs et conditions* » soient modifiés de manière à spécifier, au moins sommairement, que les rabais ne peuvent être offerts par TransÉnergie que lorsqu'un surplus de capacité existe et ne peut trouver preneur. Hydro-Québec pourrait, lorsque ainsi justifiée, moduler l'octroi de rabais selon la période et selon la contrainte du chemin de transit requis. De plus, l'intervenant suggère que des rapports réguliers de suivi devraient être déposés auprès de la Régie quant aux rabais offerts et que le transporteur devrait être en mesure de justifier *a posteriori* auprès de la Régie que les conditions d'octroi de ces rabais existaient lorsqu'ils furent offerts. Cette justification pourrait se faire lors de la cause tarifaire de l'année subséquente ou lors de la fermeture des livres.¹²⁶⁰

6.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

Le transporteur soumet à la Régie une politique de rabais résumée à l'Annexe 2 de son argumentation, et demande à la Régie de lui accorder toute la discrétion requise pour l'utilisation optimale de cette politique.

La Régie constate que les principaux enjeux soulevés par les intervenants sont reliés :

- à la question du manque de transparence, apparent ou réel, du processus par lequel le transporteur octroie les rabais aux utilisateurs du réseau de transport;
- à la compatibilité des rabais différenciés par chemin avec l'uniformité territoriale de la tarification;
- à l'entière discrétion du transporteur dans l'octroi des rabais;
- au fait que les rabais soient, entre autres, basés sur le différentiel de prix entre les marchés établi sur la base du prix de Hydro-Québec Production;
- à l'absence de surveillance des rabais par la Régie.

La Régie considère souhaitable l'objectif économique que visent les rabais, soit d'optimiser l'utilisation de son réseau. Elle croit également que l'octroi de rabais sur les services de transport à court terme, selon la disponibilité du réseau, tend vers une tarification optimale. Celle-ci pourrait mener à une augmentation des transactions et, dans la mesure où les revenus additionnels dépassent les coûts, à une diminution des coûts imputés à la charge locale.

Ceci étant dit, la Régie se doit de tenir compte des exigences qui s'imposent en matière de fixation et de modification des tarifs et des conditions du transporteur. À cet égard, la Régie

¹²⁶⁰ Argumentation de STOP/S.É., 21 septembre 2001, page 114.

ne partage pas le point de vue du transporteur à l'effet que les éléments de sa politique de rabais ne doivent pas faire partie des « *Tarifs et conditions* ». Les modalités d'établissement et d'octroi de rabais à la clientèle du transporteur doivent, à des fins de transparence, faire partie des « *Tarifs et conditions* » relatifs à l'accès au réseau du transporteur par sa clientèle.

Comme la demande du transporteur vise à faire approuver les modifications qu'elle propose aux « *Tarifs et conditions* » du service de transport prévues au Règlement 659 et vu les articles 31, 48 et 164 de la Loi, la décision et l'ordonnance de la Régie à ce sujet sont de nature réglementaire. En conséquence, les conditions et modalités d'octroi des rabais doivent, au même titre que les autres dispositions tarifaires, être établies par la Régie conformément aux règles applicables en matière de réglementation du transporteur.

Or, la politique de rabais proposée par le transporteur lui confère, de l'avis de la Régie, des pouvoirs à ce point discrétionnaires quant aux circonstances et conditions justifiant l'octroi d'un rabais, quant aux critères d'octroi ou de refus d'un rabais à un client, ou quant à l'importance et à la durée d'application d'un rabais, que l'autoriser selon cette politique de rabais équivaldrait, pour la Régie, à abdiquer sa responsabilité en la matière et à la sous-déléguer à l'entité précisément soumise à sa surveillance. Une telle sous-délégation serait illégale, vu l'absence d'une disposition expresse, dans la Loi, autorisant la Régie à déléguer ses responsabilités sur ces sujets. La Régie réfère à cet égard aux principes établis de longue date par la jurisprudence et usuellement identifiés sous la maxime «*delegatus non potest delegare*» et aux résumés qu'en font, entre autres, les auteurs Pierre Issalys et Denis Lemieux,¹²⁶¹ et René Dussault et Louis Borgeat¹²⁶².

De plus, la politique de rabais proposée par le transporteur n'est pas suffisamment précise sur les diverses conditions et modalités d'octroi de rabais pour permettre à la clientèle du transporteur de connaître l'étendue exacte des droits et obligations respectifs du transporteur et des clients à ce sujet. Se référant aux critères pertinents que résument les auteurs précités sur le degré de précision requis,^{1263,1264} la Régie est d'avis que la politique de rabais proposée n'est pas suffisamment particularisée pour que les décisions d'octroi de rabais qui seraient prises puissent être qualifiées de «*décisions en application des conditions tarifaires*» plutôt que de décisions créant celles-ci au fur et à mesure des circonstances et selon l'évaluation

¹²⁶¹ Pierre ISSALYS et Denis LEMIEUX, *L'action gouvernementale; Précis de droit des institutions administratives*, les Éditions Yvon BLAIS inc., pages 172, 181, 395 et 462.

¹²⁶² René DUSSAULT et Louis BORGEAT, *Traité de droit administratif*, 2^e Édition, Tome I, Les Presses de l'Université Laval, 1984, pages 529 à 535.

¹²⁶³ Pierre ISSALYS et Denis LEMIEUX, *L'action gouvernementale; Précis de droit des institutions administratives*, les Éditions Yvon BLAIS inc., pages 460 à 462.

¹²⁶⁴ René DUSSAULT et Louis BORGEAT, *Traité de droit administratif*, 2^e Édition, Tome I, Les Presses de l'Université Laval, 1984, pages 539 à 542.

discrétionnaire du transporteur. Ceci étant dit, la Régie est consciente que le texte fixant des tarifs et conditions peut difficilement prévoir à cet égard toutes les circonstances individuelles d'application. Ce texte doit cependant respecter un certain nombre d'indications, dont la Régie traite plus loin.

En outre, la Régie ne partage pas le point de vue du transporteur à l'effet que sa politique, qui prévoit le pouvoir d'accorder des rabais différents selon les chemins en fonction d'un différentiel de prix entre marchés, soit compatible avec le principe de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport. En effet, le paragraphe 11 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi ne prévoit aucune exception à ce principe, et seul un décret du gouvernement à l'effet contraire pourrait permettre une dérogation à la Loi. En conséquence, la Régie est d'avis qu'elle ne peut autoriser le transporteur à appliquer des rabais différenciés par chemin comme il le propose.

Enfin, la Régie est d'avis que des distinctions importantes s'imposent quant au parallèle que cherche à établir le transporteur avec le programme approuvé par la décision D-94-52, où, notamment, les rabais étaient normalisés, pour une période limitée, s'adressaient à certains clients vulnérables dans un contexte volatil de concurrence du gaz naturel avec d'autres formes d'énergie, et où les coûts de ces programmes devaient être comptabilisés dans des comptes de frais reportés et traités dans le cadre de rapports trimestriels et d'une fermeture des livres.

La Régie juge important que des règles et des indications claires pour l'application des rabais soient établies afin, notamment, d'assurer la meilleure transparence possible et qu'aucun utilisateur ne puisse profiter indûment de rabais par rapport aux autres.

La Régie s'attend donc à ce que le transporteur lui soumette d'ici six mois une politique de rabais qui tiendra compte des orientations qui suivent. Cette politique devrait être objective, transparente et non discriminatoire et comporter des normes et barèmes d'application générale.

Une première orientation doit être le respect du cadre juridique relatif à la fixation des tarifs et des conditions de transport, notamment en ce qui a trait à l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport.

Deuxièmement, la rencontre de l'objectif de la transparence. Il importe que tout client du réseau de transport pour le service de point à point à court terme puisse connaître de façon claire et prédéfinie les modalités et procédures d'octroi des rabais. Le système OASIS s'avère un bon médium pour faire connaître les modalités susmentionnées. En conséquence,

la Régie considère essentiel que la procédure d'octroi des rabais prévoit la publication, dans un délai raisonnable, des offres de rabais du transporteur et, sans délai, des demandes de rabais de ses clients et les réponses du transporteur à celles-ci.

La Régie donne également au transporteur une orientation à l'effet qu'elle veut favoriser l'utilisation optimale du réseau, plutôt que l'optimisation des revenus suggérée par le transporteur, et elle rejette la politique proposée basée sur l'octroi de ses rabais sur la base du différentiel de prix entre les marchés.

Le transporteur devra considérer la possibilité de rabais différenciés entre les services fermes et non fermes ainsi que des prix planchers distincts pour chacun de ces services.

La politique proposée devra, de plus, inclure des mesures de suivi à la Régie afin de comparer le niveau de rabais offerts et l'utilisation réelle du réseau.

En attendant l'approbation de la politique par la Régie, cette dernière ordonne au transporteur d'accorder un rabais de 25 % sur toutes les transactions à court terme, et ce, dans un délai de 15 jours de la présente décision.

En conséquence, vu les motifs qui précèdent, la Régie rejette l'actuel énoncé de la Politique de rabais proposée par le transporteur. Cependant, vu d'une part, les impératifs pour le transporteur de pouvoir réagir rapidement aux changements survenant sur le marché et la nécessité, d'autre part, pour les utilisateurs du réseau de transport, que soient décrétées, dans les meilleurs délais, des règles transparentes et des orientations claires pour l'application des rabais, la Régie ordonne au transporteur de lui proposer, d'ici six mois, une nouvelle politique de rabais pour les services transport à court terme. En attendant l'approbation de la politique par la Régie, cette dernière ordonne au transporteur d'accorder un rabais de 25 % sur toutes les transactions à court terme, et ce, dans un délai de 15 jours de la présente décision.

6.5. SERVICES COMPLEMENTAIRES

6.5.1. POSITION DES PARTIES

Le **transporteur** présente les mêmes services complémentaires que ceux décrits dans le Règlement 659 et regroupe ces six (6) services en deux catégories :

- 1) Services que tous les clients doivent obligatoirement acquérir du transporteur :
 - programmation, contrôle du réseau et répartition;
 - fourniture de puissance réactive et contrôle de tension à partir des équipements de production.
- 2) Services que le transporteur offre aux clients qui alimentent des charges dans sa zone de contrôle :
 - régulation et contrôle de fréquence;
 - énergie involontaire;
 - réserve d'exploitation synchrone et de stabilité;
 - réserve d'exploitation supplémentaire.¹²⁶⁵

Le transporteur ne propose pas de tarif distinct pour le service programmation, contrôle du réseau et répartition puisque les frais reliés à ce service sont inclus dans le tarif de transport.¹²⁶⁶ Par contre, il propose de modifier les « *Tarifs et conditions* » en :

- appliquant un tarif distinct pour le service de fourniture de puissance réactive et contrôle de tension à partir des équipements de production;
- appliquant un tarif distinct pour le service de régulation et contrôle de fréquence;
- modifiant le tarif pour le service d'énergie involontaire;
- exprimant le tarif des services complémentaires en dollars par kilowatt. Les tarifs des services complémentaires seraient donc établis sur la base des capacités réservées et non pas de la quantité d'énergie transitée.¹²⁶⁷

Dans son argumentation, **Énergie NB** se dit en accord avec le transporteur concernant la définition des services complémentaires en mentionnant que ceux-ci correspondent à l'Ordonnance 888. L'intervenante appuie également la proposition du transporteur d'exprimer le tarif en dollar du kilowatt, sauf pour le tarif relié à l'énergie involontaire qui doit être exprimée en dollars du kWh.¹²⁶⁸

¹²⁶⁵ HQT-10, document 1, page 47.

¹²⁶⁶ HQT-10, document 1, page 50.

¹²⁶⁷ Argumentation d'Hydro-Québec, pages 158 et 159

¹²⁶⁸ Argumentation d'Énergie NB, pages 55 et 56.