

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3401

**Demande révisée relative
à la modification des tarifs
de transport d'électricité**

**REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS
RÉGIONNAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU
QUÉBEC**

ARGUMENTATION FINALE

le 6 septembre 2001

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I.....		
1. Introduction.....		
2. Mise en situation		
2.1	Description de l'organisme	2
2.2	Les sujets traités.....	4
2.3	Le choix et le mandat donné aux experts dans le présent dossier	5
3. Contexte statutaire et législatif.....		
3.1	Le contexte québécois	6
3.1.1	Article 5 et 49 de la Loi de la Régie	6
3.1.2	Règles d'interprétation.....	15
3.1.3	Ordonnances et décisions de la FERC	18
3.1.4	Articles 2, 31, 32, 49, 50, 53, 54, 72, 73, 75 et 164.1 de Loi de la Régie... ..	19
PARTIE II – LES THÈMES.....		
4. Thème 1 : contexte		
4.1	Historique générale	29
4.2	Le choix d'un tarif de transport	29
4.3	La présente demande et ses conséquences.....	32
4.4	Changement de perspective en 2001 pour Hydro-Québec.....	34
4.5	L'interprétation du règlement et ses conséquences.....	39
4.6	L'importance des exigences de la FERC dans le présent débat	40
4.7	Les RTOs et les conséquences potentielles pour le Québec.....	41
5. Thème 2 : Besoins de transport.....		
5.1	Introduction.....	42
5.2	La carence des documents et l'absence de vision dans la planification.....	42
5.3	L'article 73.....	53
5.4	Les articles 72 à 74	54
5.5	Conclusion	56
6. Thème 4 – Revenus requis		
6.1	Traitement des ajouts	58
6.2	Transactions inter-affiliées.....	62
6.2.1	Cas d'espèces : Coûts reliés à la télécommunication (Connexim)	62
6.2.2	Cas général : L'encadrement des transactions inter-affiliées.....	67
6.3	Traitement les lignes radiales	75
6.4	L'exclusion des coûts d'efficacité énergétique du coût de service	78
7. Thèmes 5 et 6: Tarification et condition d'accès.....		80
7.1	Les tarifs point à point : basés sur l'approche 1 CP ou 12 CP ?	80
7.1.1	Recommandation	80
7.1.2	Argumentation	80
7.2	Traitement de la charge locale	83
7.2.1	La Régie devrait-elle accepter la proposition d'Hydro-Québec de soustraire la charge locale de l'application du règlement 659 ?.....	83

a) L'incohérence de la proposition d'Hydro-Québec	84
b) Conformité avec le tarif en vigueur	86
c) Un service public verticalement intégré, ou un <i>transco</i> ?	89
d) Conclusion	94
7.3 Tarifs en réseau intégré et pour la charge locale	95
7.3.1 Recommandation	95
7.3.2 Argumentation	95
7.4 Traitement des ajouts au réseau	103
7.4.1 Est-ce que le mécanisme proposé par Hydro-Québec pour tenir compte des coûts additionnels résultant des ajouts au réseau requis par des clients de transport est conforme :	103
7.4.2 Doit-on traiter différemment les ajouts qui servent uniquement les besoins du demandeur, versus ceux qui améliorent le réseau pour le bénéfice de tous ?	105
7.4.3 Doit-on traiter différemment les ajouts fait pour le Distributeur (la charge locale) versus les ajouts fait pour les clients en réseau intégré et de point à point ?	110
7.5 Rabais	110
7.5.1 Argumentation	110
7.5.2 Les conséquences des rabais passés	112
7.5.3 La politique de rabais proposée	115
7.5.4 La carte blanche pour l'avenir	116
7.5.5 Recommandations	117
7.6 Autres conditions de service	120
7.6.1 Article 13.7 : Désignation de points de réception	120
7.6.2 Désignation des ressources en réseau	124
7.6.3 Obligation de construire	126
7.6.4 Interruptions	128
7.7 La Régie devrait-elle fixer la facture du Distributeur à 2 385 M\$ pour l'année 2001 ?	130

LISTE DES DOCUMENTS EN ANNEXE..... 13

PARTIE I

1. Introduction

Depuis sa création en 1996, la Régie de l'énergie (la Régie) a, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie¹ (la Loi), le mandat et la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquelles l'électricité est transportée ou fournie².

La présente demande, soumise par Hydro-Québec, vise à faire approuver par la Régie, des modifications aux tarifs de transport d'électricité en vigueur depuis 1997. Le règlement tarifaire, qui est toujours en vigueur, avait alors été adopté par Hydro-Québec et approuvé par le gouvernement par décret.³

La Régie a pour la première fois l'occasion d'examiner, d'évaluer et de rendre une décision tant sur l'adoption que sur l'application des tarifs en matière de transport d'électricité.

Plusieurs des articles de la Loi encadrent la fixation et la modification des tarifs et des conditions du service de transport devant être fixés par la Régie, principalement les articles 1, 2, 5, 31, 32, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 73, 75, 164.1.

Toutefois, le règlement de transport soumis par Hydro-Québec pour approbation dans le présent dossier est dans sa quasi-intégralité une copie d'un règlement étranger, soit le *pro forma* de la FERC⁴, entité réglementaire américaine. Il nous sera donc nécessaire, pour une meilleure compréhension des enjeux du présent dossier, de faire référence aux décisions et aux ordonnances américaines.

¹ L.R.Q., c. R-6.01

² Articles 1 et 31 de la Loi sur la Régie de l'énergie, 1996,c.61a..1 et a.31; 2000,c.22 a.1 et a.6

³ Décret no 276-97, (1997) G.O.,1248

⁴ Order No.888, 61 Fed. Reg. 21,540 (1996).

À titre de preuve, le RNCREQ a choisi de déposer un rapport d'expertise. Par le biais de cette preuve d'experts, des témoignages des experts lors des audiences, des demandes de renseignements qu'il a adressées, des réponses écrites qu'il a données et des contre-interrogatoires qu'il a tenus lors des audiences, le RNCREQ a traité de plusieurs des sujets de preuve présentés par Hydro-Québec. Le RNCREQ a également traité de certains sujets qui même s'ils n'étaient pas abordés de front par Hydro-Québec n'en étaient pas moins pertinents dans cette première cause tarifaire et se devaient d'être soulignés afin que la Régie dispose du maximum possible d'informations pertinentes et utiles avant de rendre sa décision.

Le RNCREQ présentera dans cette argumentation ses conclusions et ses recommandations. Celles-ci sont en grande partie basées sur le travail de ses experts. Toutefois nous tenons dès à présent à souligner, que si certaines recommandations présentées par nos experts dans leur rapport et témoignages ne se retrouvent pas dans la présente argumentation, ceci ne signifie nullement que le RNCREQ renonce à ces recommandations mais uniquement qu'étant donné l'ampleur du dossier il a opté de traiter prioritairement des éléments qui lui apparaissaient les plus importants. Nous recommandons à la Régie de bien considérer la totalité des opinions, des conclusions et des recommandations de nos experts.

2. Mise en situation

2.1 Description de l'organisme

Nous jugeons essentiel de réaffirmer les objectifs généraux et spécifiques du RNCREQ et des CRE qui le constituent.

Le RNCREQ a le mandat d'être le porte-parole des orientations communes des 16 Conseils régionaux de l'environnement (CRE) situés dans chacune des régions du Québec

et de promouvoir une vision nationale du développement durable et de la protection de l'environnement;

Les CRE individuels ont, quant à eux, le mandat de contribuer au développement d'une vision régionale de l'environnement et au développement durable, et de favoriser la concertation de l'ensemble des intervenants régionaux en ces matières.

Ensemble, les CRE que représente le RNCREQ devant la Régie de l'énergie regroupent près de 1 500 membres, soit:

- 278 organismes environnementaux;
- 269 gouvernements locaux (MRC, municipalités, etc.);
- 259 organismes parapublics (commissions scolaires, régies régionales de santé, régies intermunicipales de gestion des déchets, universités, etc.);
- 144 corporations privées;
- 422 membres individuels et;
- 92 autres organismes.

Grâce à sa vaste représentativité géographique ainsi qu'à la diversité des intérêts et opinions de la multitude de ses membres, le RNCREQ a un ton, un discours et une approche qui lui est propre;

Le RNCREQ diffère de façon importante des autres organismes à vocation environnementale, en ce que les CRE qu'il représente sont des organismes de concertation et de représentation régionale, qui visent à assurer la conciliation des intérêts environnementaux, sociaux et économiques de même que la conservation des ressources naturelles. Cette approche permet d'évaluer de façon beaucoup plus réaliste la rentabilité collective à court, moyen et long terme de tous projets. À cet égard, la Régie a reconnu le statut particulier du RNCREQ dans sa décision D-99-19⁵:

« Le RNCREQ possède un intérêt caractérisé pour se voir reconnaître la qualité d'intervenant de par sa mission : assurer la conciliation des intérêts environnementaux, sociaux et économiques (allégué 5), mission qu'il lie aux questions énergétiques en raison du rôle particulier que joue l'énergie dans les efforts de préservation et d'amélioration de l'environnement (allégué 7) et de son importance de premier ordre pour le développement économique, environnemental et social de chacune des régions du Québec (allégué 8). Traitant particulièrement de la problématique

⁵ R-3410-98,D-99-19, p. 5

régionale, le RNCREQ a démontré un intérêt distinct suffisant de l'ensemble des groupes de défense de l'environnement. »

Le RNCREQ, les CRE qu'il représente et, à leur tour, les organismes membres des CRE, s'intéressent aux questions énergétiques depuis de nombreuses années, en raison notamment du rôle particulier que joue l'énergie dans les efforts de préservation et d'amélioration de l'environnement;

Le RNCREQ désire donc réitérer que le concept du développement durable, tel que défini à la politique énergétique du Québec⁶ est au cœur de ses préoccupations et que ce concept repose sur un traitement équitable des trois composantes que sont l'économie, l'environnement et le social.

2.2 Les sujets traités

La Régie ayant indiqué par diverses décisions les sujets devant être traités au cours de la présente audience, le RNCREQ dans la poursuite de son mandat et dans le respect de celui de la Régie a jugé important de déposer une preuve dans le présent dossier pour:

- 1) permettre un traitement plus juste, équitable et éclairé des sujets pertinents pour le présent dossier;
- 2) tenter d'établir le plus clairement possible les suivis, l'encadrement, les outils et les enjeux qu'il sera nécessaire et pertinent d'incorporer à la décision à être rendue dans le présent dossier afin de faciliter le déroulement des dossiers futurs et d'assurer le respect de la décision à venir en l'instance;
- 3) souligner l'importance à court moyen et long terme d'établir un encadrement réglementaire où la Régie et le transporteur devront tenir compte des enjeux tel que l'efficacité énergétique et la préservation de l'environnement qui sont des composantes trop souvent négligées dans les prises de décision;
- 4) souligner l'importance de se donner les outils pour développer une vision à long terme pour éviter les impacts économiques (dont les chocs tarifaires),

⁶ L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable, voir définition p.11

environnementaux et sociaux qui pourraient en découler si le développement durable n'aurait été pris en considération au moment opportun.

Le RNCREQ considère que toute décision relative aux développements énergétiques doit tenir compte des externalités environnementales et sociales. Bien qu'il déplore que les modifications apportées l'été dernier à la Loi de la Régie aient retiré de la compétence de la Régie la fixation des tarifs et condition de production d'électricité, il souligne que dans le cadre de son mandat la Régie peut et doit requérir de Hydro-Québec (intégré) toute information qui pourrait lui être utile afin de rendre des décisions pertinentes et éclairées dans les matières où elle a toujours juridiction. À ce sujet, le RNCREQ constate et réitère **l'importance de l'article 5 à titre de toile de fond de tout le processus réglementaire** quant au développement des ressources énergétiques.

2.3 Le choix et le mandat donné aux experts dans le présent dossier

Dans sa décision D-2000-184, la Régie précisait :

« Premièrement, la Régie note que certains intervenants semblent vouloir participer au présent dossier en présentant surtout leur opinion, plutôt qu'une preuve, et une argumentation. Le coefficient d'utilité risque d'être plus élevé si l'intervenant dépose une preuve pertinente et une argumentation rigoureuse que s'il ne dépose qu'une simple opinion. »⁷

Dans ce contexte et suite à la décision D-2000-102, considérant le contenu très technique et hautement spécialisé de la majorité des thèmes et sujets retenus pour faire partie du présent dossier, le RNCREQ a décidé dès le début du dossier d'engager les services d'experts pour l'assister.

Le RNCREQ a choisi de retenir les services du Centre Hélios, vu sa crédibilité et son expérience en matière de réglementation énergétique au Québec et ailleurs, de même que son expertise en matière de restructuration des marchés énergétiques en Amérique du Nord.

⁷ R-3401-98, D-2000-184, p. 6

Le RNCREQ a demandé au Centre Hélios et à son directeur adjoint en charge du dossier M. Philip Raphals d'assister ses analystes et procureurs dans le dossier. Le RNCREQ a également requis que le Centre Hélios se fasse assister par un ou des experts américains pour l'appuyer sur certains éléments précis du dossier, notamment sur la réglementation des services publics verticalement intégrés et sur la réglementation du transport d'électricité (les tarifs et conditions). Le RNCREQ a ainsi eu le privilège de bénéficier des expertises fort reconnues dans le domaine de M. Peter Bradford, une des sommités de la réglementation des services publics et de M. Ellis O. Disher, un expert de grande expérience dans la réglementation des réseaux de transport.

3. Contexte statutaire et législatif

3.1 Le contexte québécois

La présente audience se tient sous l'égide de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi) et des principes de droits généralement reconnus et applicables au Québec. Nous avons donc jugé pertinent de souligner plus avant certains articles de la Loi et certains principes de droit plus particulièrement pertinent en l'instance.

3.1.1 Article 5 et 49 de la Loi de la Régie

L'article 5 décrit le mandat général de la Régie et constitue la toile de fond des causes soumises.⁸

À ce titre, cet article de la Loi doit encadrer et assister la Régie, le demandeur et les intervenants à définir les principes de base sur lesquelles reposent les tarifs et conditions de transport d'électricité.

Il est incontournable que ces principes doivent prendre en considération le développement durable et l'intérêt public.

L'article 5 sous l'égide de la Loi 50 se lisait comme suit :

« Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable. À cette fin, elle tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales ainsi que de l'équité au plan individuel comme au plan collectif. Elle assure également la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs. »(nos soulignés)

L'article 5 sous l'égide de la nouvelle Loi⁹ se lit comme suit :

« Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »(nos soulignés)

Cet article ainsi que le but dans lequel il a été adopté ont fait couler beaucoup d'encre et ont donné naissance à de nombreux débats depuis avant même la création de la Régie de l'énergie. Lors des débats parlementaires en chambre¹⁰, la nature et l'étendu du mandat qui serait donné à la Régie en matière de développement durable a été discuté et questionné afin de répondre aux énoncés et principes de la politique énergétique adoptés en novembre 1996. La politique énergétique définissait déjà ainsi le développement durable :

« le développement durable englobe les préoccupations économiques, sociales et environnementales, et prend en compte la notion d'équité, sur le plan individuel comme sur le plan collectif »¹¹.

⁸ R-3401-98, D-2000-214, p. 40

⁹ amendé selon la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives (2000, c.22).

¹⁰ Projet de loi 50, 2^e session, 35^e Législature, Journal des débats, Commissions parlementaires, Commission de l'économie et du travail, 12 décembre 1996, en annexe

¹¹ Gouvernement du Québec, l'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable, novembre 1996, p.11 et à la page 22. idem., p.22 (version de 1997)

« Pour le gouvernement, la mission confiée à la Régie de l'énergie est double. Comme tous les organismes de ce type, elle doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs. De façon globale, la Régie de l'énergie devra favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.

Le fait d'introduire le concept de développement durable dans la mission de la Régie de l'énergie constitue une innovation : le gouvernement confirme ainsi l'importance qu'il attache à la notion

Un premier débat sur le rôle de la Régie et l'étendu de son mandat en matière de développement durable, et donc d'environnement, a été tenu devant la Régie dans le dossier R-3398-98. En réponse aux arguments alors soumis, la Régie tranche dans les termes suivants :

« Opinion de la Régie

La Régie a pour mandat de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable, dans l'exercice de ses fonctions. Ainsi, il est reconnu dans la société québécoise que :

« le développement durable englobe les préoccupations économiques, sociales et environnementales, et prend en compte la notion d'équité, sur le plan individuel comme sur le plan collectif (Politique énergétique p.11) »

D'ailleurs, la politique énergétique du gouvernement du Québec est fondée sur le concept de développement durable (*Politique énergétique, p.11*).

C'est l'approche qu'adopte la Régie dans l'exercice de ses fonctions, lesquelles consistent, entre autres, à réglementer les activités monopolistiques des distributeurs d'énergie.

Pour la Régie, le choix d'un mode de réglementation approprié consiste à déterminer quelle est l'approche réglementaire, en matière de production d'électricité, qui favorise le mieux la satisfaction des besoins énergétique dans une perspective de développement durable »¹² (nos soulignés)

Le débat sera repris au cours du dossier tarifaire de SCGM, R-3397-98, préalablement aux audiences et en cours d'audiences les 21 et 22 octobre 1998. La Régie rend alors deux décisions sur le banc, une première le 21 octobre où elle stipule :

« ...la Régie tient aussi à préciser que l'article 5, c'est à dire celui qui parle de développement durable et des préoccupations environnementales, que ces éléments sont partis intégrante de la toile de fond de la présente cause tarifaire, incluant les discussions qui seront à tenir durant la Phase III, ladite Phase III. Également, l'article 5 sera partie intégrante, comme toile de fond, pour les causes tarifaires à venir. Donc, pour la Régie, l'article 5 fait partie intégrante, avec ses préoccupations environnementales, de nos discussions. C'est la position de la Régie » (nos soulignés)¹³

Le lendemain, suite à des représentations supplémentaires de la part du distributeur, la Régie rendait sur le banc la décision suivante ajoutant ainsi à ce qu'elle avait dit la veille

de développement durable dans le cadre de la nouvelle politique énergétique. Surtout il donne un contenu concret à cette préoccupation : la Régie de l'énergie sera en effet appelée à intégrer dans son analyse les effets économiques, sociaux et environnementaux lors de l'analyse des tarifs de gaz naturel et d'électricité, au moment de l'examen des plans de ressources »

¹² R-3398-98/A-98-01, p.62.

¹³ Dossier R-3397-98, N.S., le 21 octobre 1998, V. 1, p. 88

sur l'article 5 en clarifiant le rôle et les pouvoirs qui lui sont confiés par cet article en regard entre autre des autres articles de la Loi. La Régie s'exprimait alors dans ces termes :

« Hier matin, la Régie a rendu une première décision en disant que l'article 5 de la loi faisait partie de la toile de fond pour la présente cause et toutes les autres causes tarifaires à venir.

Rappelons le libellé de l'article 5 qui se lit comme suit :

Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable. À cette fin, elle tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales ainsi que de l'équité au plan individuel comme au plan collectif. Elle assure également la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs.

Fin de la citation. L'article 5 de la loi réfère à l'exercice des fonctions de la Régie et une de ses fonctions est justement celle de fixer des tarifs de gaz naturel, conformément à l'article 31 de la loi. La lecture de l'article 49 nous donne une indication supplémentaire, le législateur ayant retenu et je cite :

Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif la Régie doit notamment :

Comme mentionné à l'alinéa 10 :

10. Tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement.

Le mot «notamment» indique que l'énumération de l'article 49 est non limitative et qu'en conséquence, la Régie peut s'inspirer, après avoir obligatoirement analysé les critères énumérés à 49, de tout autre critère qu'elle pourrait retenir aux fins de l'exercice de ses fonctions, tel que prévu aux articles 5 et 31 précités.

De plus, si la Régie devait suivre l'argument à l'effet que tant que le gouvernement n'a pas indiqué à celle-ci ses et je cite « préoccupations environnementales », cela reviendrait à dire que la Régie ne pourrait prendre en compte ces questions dans ses délibérations, ce qu'elle considère incompatible avec l'esprit de la loi et plus particulièrement le libellé de l'article 5

Par ailleurs, la Régie fait siens les propos du juge LaForest dans l'arrêt de la Cour suprême de 1992, dans l'affaire Friends of the Oldman River, qui faisait référence au rapport du groupe de travail sur l'environnement et l'économie, à la suite du rapport Bruntland à l'effet que, et je cite :

La planification environnementale et la planification économique ne peuvent se faire dans des milieux séparés.

Ainsi, La Régie s'attend à ce que les intervenants lui fassent part de leurs préoccupations économiques, environnementales et sociales dont leurs mémoires respectifs font état.»¹⁴ .(nos soulignés)

Vu leur importance, la Régie résumait ces décisions et les intégrait dans sa décision D-99-11¹⁵.

¹⁴ Dossier R-3397-98, N.S., le 22 octobre 1998, V. 2, p. 9 à 11

¹⁵ D-99-11 p. 7 et 8

Nous soutenons que ces décisions et les principes de droit de même que l'interprétation de la loi qui y sont énoncés sont toujours valables et n'ont pas à être révisés suite aux modifications apportées.

Hydro-Québec dans son argumentation¹⁶ sur la base des amendements apportés en juin 2000, remet en question ces décisions de même que la décision D-2000-214.

Hydro-Québec au soutien de son interprétation cite un extrait de la décision D-2000-142. Or, cette décision n'est nullement pertinente à l'interprétation de l'article 5 puisque bien que la Régie y constate que l'article 5 a été modifié, elle ajoute que le dossier devant elle en est un de rectification et que «l'article 38 n'a pas pour but de donner une interprétation de la Loi »¹⁷. La Régie ne se prononce donc aucunement sur la portée de l'article 5 tel qu'amendé.

Hydro-Québec reprend également en partie la décision D-2000-214 et soutient qu'en vertu de cette décision les préoccupations environnementales que pourrait avoir la Régie seraient maintenant limitées à celles que le gouvernement pourrait lui indiquer par décret. En cela, elle s'appuie sur le texte des articles 49 et 73, où suite aux amendements il a été précisé que les préoccupations du gouvernement seraient indiquées par décret. Or, ceci signifie simplement que dans le cadre de ces articles nous ne pouvons plus présumer des indications données par le gouvernement, celles-ci devant provenir d'un décret. Mais tel qu'exprimé dans la décision D-99-11, ceci ne limite en rien les pouvoirs et la latitude donnés à la Régie par l'article 5 et la discrétion supplémentaire spécifiée à l'article 49 sur laquelle la Régie s'est déjà prononcée lors du dossier R-3497-98, D-99-11 :

Le mot «notamment» indique que l'énumération de l'article 49 est non limitative et qu'en conséquence, la Régie peut s'inspirer, après avoir obligatoirement analysé les critères énumérés à 49, de tout autre critère qu'elle pourrait retenir aux fins de l'exercice de ses fonctions, tel que prévu aux articles 5 et 31 précités.¹⁸

¹⁶ Argumentation d'Hydro-Québec, p. 22 et ss.

¹⁷ D-2000-142 aux pages 8, 9 et 10

¹⁸ voir D-99-11 page 7 et 8

Le RNCREQ ne peut conclure qu'à l'absurde des conclusions d'Hydro-Québec dans son argumentation¹⁹, lorsque celle-ci suggère «*que le législateur n'a pas voulu simplement réduire, dans une certaine mesure, l'importance des préoccupations économiques, sociales et environnementales dans les dossiers de la Régie mais plutôt les limiter à celles que le gouvernement indique à la Régie.* »

Cette interprétation ne serait pas conforme à l'état actuel de notre droit. L'article 5 est un article de base, qui décrit le mandat général et le cadre dans lequel la Régie doit exercer sa juridiction. Les articles 49, 72 et 73, contiennent un énoncé qui permet au gouvernement, lorsqu'il le désire, d'énoncer des politiques par décret dont la Régie devra alors tenir compte. En l'absence de tel décret, l'article 5 prime et la Régie maintient sa juridiction et son mandat de manière complète et intacte et doit exercer sa discrétion conformément à l'article 5.

Le juge Gonthier a donné une juste expression du principe dont il est ici question lorsqu'il a écrit que «*lorsque le législateur prévoit une règle générale et énumère certaines exceptions, ces dernières doivent être considérées comme exhaustives et dès lors interprétées de façon stricte* » *Québec Corp. Notre Dame de Bon-Secours, (1994) 3 R.C.S. 3 à la page 18...* Le principe est donc que les exceptions ne doivent pas être étendues : dans le doute, on doit favoriser l'application de la Règle générale plutôt que celle de l'exception²⁰

Dans sa décision D-200-214, la Régie stipule clairement :

« L'article 5 de la loi décrit le mandat général de la Régie et constitue la toile de fond des causes soumises.

.....

La Régie est d'opinion que les expressions «*intérêt public* », «*protection des consommateurs* », «*développement durable* » et «*équité au plan individuel comme au plan collectif* » comportent ou peuvent comporter, en soi, des préoccupations économiques, sociales et environnementales. En supprimant une partie de phrase, le législateur a voulu vraisemblablement augmenter le fardeau de preuve des participants en leur imposant de rattacher à l'une ou l'autre desdites expressions «*intérêt public* », «*protection des consommateurs* », «*développement durable* » et «*équité au plan individuel comme au plan collectif* » leurs «*préoccupations économiques, sociales et environnementales* »²¹

¹⁹ Argumentation d'Hydro Québec, 9août 2001, p. 23 et 24

²⁰ Pierre -André Coté, *L'interprétation des lois, 3e Édition*, p. 680

²¹ D-2000-214, p. 40 à 42

À ce sujet, outre les références déjà soumises lors des auditions des 1^{er} et 2 novembre 2000²², nous soulignons que la Cour suprême, dans un jugement récent, le 28 juin 2001²³, a réitéré l'importance de la protection de l'environnement en ces termes :

« Le contexte de ce pourvoi nous invite à constater que notre avenir à tous, celui de chaque collectivité canadienne, dépend d'un environnement sain. Comme l'a affirmé le juge de la Cour supérieure : (traduction) Il y a vingt ans, on se préoccupait peu de l'effet des produits chimiques, tels les pesticides, sur la population. Aujourd'hui, nous sommes sensibles au genre d'environnement dans lequel nous désirons vivre et à la qualité de vie que nous voulons procurer à nos enfants. » Notre Cour a reconnu que « (N)ous savons tous que individuellement et collectivement, nous sommes responsables de la préservation de l'environnement naturel... la protection de l'environnement est devenue une valeur fondamentale au sein de la société canadienne » : *Ontario c. Canadian Pacific Ltée*, (1995) 2 R.C.S.1031, par.55. Voir également *Friends of the Oldman River Society c. Canada (Ministre des Transports)*, (1992) 1 R.C.S.3, p.16-17.²⁴

Dans sa décision, la Cour suprême confirme qu'en matière de protection de l'environnement nous devons adopter des interprétations qui correspondent aux valeurs et aux principes de droit international dont « le principe de précaution »²⁵.

²² N.S. dossier R-3401-98, V. 3, p.187 à 201, texte souligné en annexe

²³ 1149957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) et Services des espaces verts Ltée//Chemlawn c. Ville de Hudson et all, , 2001CSC40, No du greffe 26937,

²⁴ 1149957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) et Services des espaces verts Ltée//Chemlawn c. Ville de Hudson et all, , 2001CSC40, No du greffe 26937, au paragraphe 1 du jugement de l'Honorable juge L'Heureux-Dubé

²⁵ 1149957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) et Services des espaces verts Ltée//Chemlawn c. Ville de Hudson et all, , 2001CSC40, No du greffe 26937, aux paragraphes 30 et 31 du jugement de l'honorable juge l'Heureux-Dubé :

« En conclusion quant à cette partie relative au pouvoir conféré par la loi, je souligne qu'interpréter le par. 410(10) comme permettant à la Ville de réglementer l'utilisation des pesticides correspond aux principes de droit et de politique internationaux. Au nom de la Cour dans *Baker c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'immigration)* (1999) 2R.C.S. 817 p. 861, je note dans mon opinion (Dubé) que «les valeurs exprimées dans le droit international des droits de la personne peuvent (...) être prises en compte dans l'approche contextuelle de l'interprétation des lois et en matière de contrôle judiciaire. Comme il est mentionné dans *Driedger on the construction Statutes, précité p.333* :

(traduction) La législature est présumée respecter les valeurs et les principes contenus dans le droit international, coutumier et conventionnel. Ces principes font partie du cadre juridique au sein duquel une loi est adoptée et interprétée. Par conséquent dans la mesure du possible, il est préférable d'adopter des interprétations qui correspondent à ces valeurs et à ces principes.

L'interprétation que je fais ici du règlement 270 respecte le « principe de précaution » du droit international, qui est défini ainsi au para 7 de la *Déclaration Ministérielle de Bergen sur le développement durable* (1990) :

« Un développement durable implique des politiques fondées sur le principe de précaution. Les mesures adoptées doivent anticiper, prévenir et combattre les causes de détérioration de l'environnement. Lorsque des dommages graves ou irréversibles risquent d'être infligés, l'absence d'une totale certitude scientifique ne devrait pas servir de prétexte pour ajourner l'adoption de mesures destinées à prévenir la détérioration de l'environnement. »

Or, ce principe stipule clairement que :

« Un développement durable implique des politiques fondées sur le principe de précaution. Les mesures adoptées doivent anticiper, prévenir et combattre les causes de détérioration de l'environnement. Lorsque des dommages graves ou irréversibles risquent d'être infligés, l'absence d'une totale certitude scientifique ne devrait pas servir de prétexte pour ajourner l'adoption de mesures destinées à prévenir la détérioration de l'environnement.» (nos soulignés)²⁶

Dans ce contexte, nous maintenons que les modifications qui ont été apportées à l'article 5 de la loi de la Régie n'amoindrissent en rien son importance quant à la considération et à l'importance que la Régie doit donner au développement durable et à l'intérêt public. Termes qui selon notre Cour suprême contiennent, sans qu'il soit nécessaire de les désigner à la pièce, les considérations économiques, sociales et environnementales.

Nous vous soumettons qu'il est maintenant clairement établi par la Cour suprême que l'environnement fait partie non seulement du développement durable mais également de l'intérêt public. La décision récente de la Cour Suprême, citée ci-haut, confirme et valide l'interprétation donnée par la Régie à l'article 5 dans sa décision D-99-11, et ce nonobstant les derniers amendements apportés. Le fait que l'article aie été modifié et le nouveau texte, qui s'en est suivi, ne saurait invalider cette interprétation, puisque l'intérêt public et le développement durable²⁷ inclus sans contredit les considérations et paramètres économiques, sociaux et environnementaux.

Finalement, l'inapplicabilité totale de l'article 5 aux articles 49 et 73 suggérée par Hydro-Québec n'est pas conforme à la loi, aux décisions rendues préalablement par la Régie entre autre dans le dossier R-3397-98, ni aux règles d'interprétation des lois. Le législateur n'a nullement indiqué que les articles 49 et 73 devaient être exclus de l'application de l'article 5, ce que suggère Hydro-Québec, mais uniquement que le gouvernement peut par décret indiqué des considérations supplémentaires ou spécifiques à la Régie dans le cadre spécifique des articles 49, 72 et 73.

²⁶ *idem supra* note 25

²⁷ La définition de, développement durable comme incluant l'environnement donné dans le rapport Bruntland ayant été retenu par la Cour Suprême dans *Friends of the Oldman River Society c. Canada (Ministre des Transports)*, (1992) 1 R.C.S.3,p.16-17." et par la Régie D-99-11, D2001-214

De fait, par les amendements qu'il a apportés le gouvernement a ainsi choisi de limiter au décret le véhicule par lequel il pourrait indiquer ses préoccupations à la Régie. Il n'a nullement limité, hormis par voix de décret gouvernemental se prononçant sur le sujet, celles que la Régie doit avoir en toutes circonstances.

Recommandation

En conclusion, l'article 5 et son interprétation étant de nouveau remis en question par Hydro-Québec, le RNCREQ demande à la Régie :

- 1) d'indiquer clairement que pour tous les dossiers, cet article continu de constituer la toile de fond de ses considérations et décisions;**
- 2) que les termes «intérêt public» et «développement durable» englobent les notions de protection et de considérations environnementales et par conséquent, que ces termes seront interprétés conformément à la jurisprudence de notre Cour suprême.**
- 3) que les clauses d'exception, contenues aux articles 49, 72 et 73 stipulant que la Régie doit tenir compte des préoccupations économiques sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret, sont subordonnées au mandat et fonctions de la Régie en vertu de l'article 5.**

Une décision sur ces sujets nous apparaît incontournable et ce, bien que la Régie aie clairement indiqué dans ses décisions D-2000-102 et D-2000-214 qu'elle entendait limiter pour cette première cause tarifaire le débat sur les considérations environnementales. La question étant de nouveau soulevée, il est essentiel pour le bon déroulement et la préparation des dossiers à venir de bien préciser par une décision à être rendue que le développement durable avec ce qu'il implique de considérations environnementales, sociales et économiques est parti intégrante du mandat de la Régie, que les preuves soumises devront en tenir compte et que ses décisions en tiendront compte également.

Ceci nous apparaît d'autant plus pertinent qu'il a déjà été traité de l'article 5 dans ce dossier et que bien que la Régie aie rendu une décision à ce sujet, D-2000-214, elle indiquait par la suite dans sa décision D-2001-49 que la décision D-2000-214 était une décision interlocutoire²⁸ qui donc n'aurait pas la même portée qu'une décision finale.

3.1.2 Règles d'interprétation

Dans le contexte où le texte du règlement tarifaire de transport présentement en vigueur, le règlement 659, a été emprunté d'une juridiction étrangère, il nous apparaît important de passer en revue quelques règles d'interprétation des lois. Il est vrai qu'il s'agit ici d'un texte réglementaire, toutefois il est consacré par les tribunaux que «les principes jurisprudentiels d'interprétation des lois sont appliqués et sont applicables à l'interprétation des textes réglementaires, soit pour déterminer leur sens²⁹, soit pour préciser leur portée³⁰ : « Les règlements édictés en vertu d'une loi sont sujets aux même règles d'interprétation que la loi elle-même »³¹. »³².

Qu'il s'agisse d'une loi ou d'un règlement, l'objectif principal de l'interprétation est de découvrir l'intention du législateur.

38 [TRANSLATION] "Toute loi a pour point de départ un objectif qui peut être soit politique soit social. Cet objectif ne représente qu'une vision du but ultime que la loi tend à atteindre. Il s'agit donc alors de concevoir les moyens d'atteindre cet objectif et de leur donner corps dans un régime social, financier, politique, économique, juridique ou autre" (E. A. Driedger, *Construction of Statutes* (2nd ed. 1983), à la p. 73).³³

Dans le cas présent, notre gouvernement a approuvé par décret l'adoption du 659 à la demande d'Hydro-Québec afin que cette dernière ait un règlement de transport qui réponde aux exigences de la FERC et qu'elle puisse commercer librement avec les États-

²⁸ R-3401-98, D-2001-49, p. 8 et 9

²⁹ Par exemple *Dubuc c. Cité de Rouyn* (1973)C.A. 1128

³⁰ par exemple *Hodgins c. the King* (1921) 20 R.C. de l'É. 454

³¹ *C.S.P. Food Ltd c. Canadian Transportation Commission*, (1982) 42 N.R. 123 (C.A.F.)

³² Pierre -André Coté, *Interprétation des lois 3^e édition*,p.31

³³ *Hills c. Procureur général du Canada* (1988) 1 R.C.S. p.513 au paragraphe 38

Unis. Toutefois, pour bien saisir la portée et le sens de ce règlement, il faut se pencher sur l'ordonnance 888 de la FERC, dont 659 a été tiré, et sur l'intention du régulateur américain qui l'a adopté à l'origine. Nous devons également nous référer à l'évolution américaine en cette matière lorsqu'elle est pertinente à la bonne compréhension de notre situation.

22 Lorsqu'il s'agit d'interpréter correctement une loi, il est utile de commencer par un examen, si bref soit-il, de son historique.³⁴

Les désignations et les termes parfois très technique qui font partie du 659 ayant d'abord été adopté et mis de l'avant par le régulateur américain, c'est dans ce contexte américain de l'application qui a été faite de ces règles et leur interprétation que nous retrouverons le sens commun et courant des termes utilisés.

Dans l'arrêt *Pfizer Co. c. Sous-ministre du Revenu national*, [1977] 1 R.C.S. 456, le juge Pigeon énonce ainsi ce principe, à la p. 460:

La règle voulant que les lois soient interprétées d'après le sens courant des mots est fermement établie et elle s'applique aux lois portant sur des sujets techniques ou scientifiques...³⁵

À cet effet, le professeur P.-A. Coté écrit que «c'est une pratique courante que de se référer, pour l'interprétation d'un texte législatif au texte...dont il s'est inspiré, et de faire en quelque sorte la genèse du texte à l'étude.»³⁶ Il ajoute un peu plus loin que «les exemples de recours à l'historique législatif sont légions dans la jurisprudence, qu'il s'agisse de considérer les versions antérieures du texte étudié ou les textes que le texte étudié a remplacé ou même, le cas échéant, les textes de législation étrangère dont l'auteur a pu s'inspirer, quand il ne les a pas copiés mot à mot³⁷. »³⁸.

De plus, l'interprétation judiciaire est considérée comme faisant partie du contexte d'énonciation d'une loi ou d'un règlement, car « les tribunaux font l'hypothèse que le législateur est informé des décisions judiciaires rendues avant l'adoption de la loi et à ce

³⁴ *idem*, *supra*, au paragraphe 22

³⁵ *idem*, *supra*, au paragraphe 76

³⁶ Pierre -André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p. 528.

³⁷ Par exemple *Hudson c Benallack*, (1976) 2.r.c.s. 168; *United Trust Co. c. Dominion Store Ltd.*, (1977) 2.R.C.S. 915; *Commerce & Industry Insurance Co .c. West end Investment Co.* (1977) 2 R.C.S. 1036;

Berardinelli c. Ontario Housing Corp.,(1979) 1 R.C.S. 275; *Hills c. P.G. du Canada* (1988) 1 R.C.S.. 513

³⁸ Pierre -André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p.531.

titre, elles peuvent être pertinentes à son interprétation. »³⁹ À ce titre, les nombreuses décisions et analyses de la FERC, entre autre sur la désignation du point de réception ou sur la définition d'installations d'attributions particulières (IAP), seront d'une grande importance pour éclairer la Régie.

Soulignons que le professeur Coté spécifie que si le législateur utilise un terme auquel les tribunaux ont donné, dans le contexte, un sens bien précis, on supposera que ce sens était connu et que le législateur n'a pas voulu s'en écarter : « Lorsque, dans une loi du Parlement, on trouve un mot que les tribunaux ont déjà interprété, il y a lieu de présumer qu'il est pris dans ce sens-là. »⁴⁰

Notons finalement qu'il est de plus en plus fréquent, spécialement à la Cour suprême du Canada, de voir le juge se tourner vers des sources étrangères, soit pour faire l'inventaire des diverses solutions apportées dans d'autres ressorts au problème soumis au tribunal, soit pour servir plus directement à justifier le sens retenu par un argument d'analogie ou par un argument *a contrario*. Il peut être précieux pour le décideur de savoir comment le législateur ou le juge d'autres ressorts, confrontés à des difficultés analogues, ont abordé le problème et comment ils l'ont résolu. La méthode comparative met alors à la disposition du juge l'expérience d'autres états et dans la motivation du jugement, elle sert à enrichir la compréhension du problème étudié pour mieux appuyer la solution retenue.⁴¹

« On peut constater que pour justifier le sens donné à un texte précis, il arrive que l'on cite en exemple les solutions retenues dans les lois adoptées par d'autres législateurs. Cet argument a souvent pour fondement, au Canada, des textes analogues édictés par différents législateurs provinciaux »⁴².

Ceci nous semble d'autant plus pertinent en l'instance puisque le texte du règlement 659 est une copie quasiment identique du texte de l'Ordonnance de la FERC.

« La référence au droit étranger prend aussi souvent la forme d'une référence à la jurisprudence d'un autre ressort portant sur un texte semblable à celui que le tribunal interprète. Il n'est pas rare de trouver à l'occasion de l'interprétation des textes législatifs canadiens, des références à la

³⁹ Pierre -André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p. 684

⁴⁰ Howarth c. Commission nationale des libérations conditionnelles (1976) 1 R.C.S. 453, 473.

⁴¹ Pierre -André Coté, *Interprétation des lois* 3^e édition, p. 698

⁴² Pierre -André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p. 698

jurisprudence anglaise, française ou américaine ou encore, dans le cas d'une loi d'une province, à la jurisprudence portant sur l'interprétation d'une loi semblable d'une autre province. »⁴³.

« Lorsque l'auteur d'un texte a puisé son inspiration dans une législation étrangère, on pourra supposer qu'il était alors au courant du sens que les tribunaux étrangers avaient donné au texte sur lequel il a pris modèle. »⁴⁴

En conclusion considérant non seulement la similitude mais le fait que le règlement 659 a été importé et est pratiquement identique au *pro forma* de la FERC, nous ne pouvons éviter d'y faire référence de même qu'aux textes et décisions qui l'ont interprété, et ce afin de mieux comprendre la portée et le sens du texte et de l'application du 659.

3.1.3 Ordonnances et décisions de la FERC

Le règlement 659 nous vient du *pro forma*, qui fait partie de l'ord. 888. Les ordonnances 888, 888-A et 888-B expliquent en détail les mots et concepts du *pro forma*. L'adoption du *pro forma* puise également dans des décisions et ordonnances antérieures (dont le « Transmission Pricing Policy Statement » de 1994), qui sont également pertinentes à l'interprétation du règlement 659. De plus, de nombreuses décisions subséquentes à l'adoption du *pro forma* viennent éclaircir et interpréter ce document le tout tel que plus amplement détaillé dans le rapport⁴⁵ et les témoignages de nos experts.

L'ordonnance 2000 concernant les « Regional Transmission Organizations » (RTO), par contre, ne fait pas partie des outils pertinents à l'interprétation du *pro forma tariff*, parce qu'elle représente un changement de cap important. Cette décision et celles qui l'ont suivies sont néanmoins pertinentes à la présente cause parce qu'elles nous permettent de comprendre le contexte dans lequel le marché Nord Américain de l'énergie évolue, et donc nous indiquer quelles seront les conditions de marché ou exigences auxquelles Hydro-Québec et TransÉnergie seront confrontées dans un avenir rapproché. Le RNCREQ croit sincèrement qu'il est essentiel dans le cadre d'une saine gestion réglementaire que la Régie soit informée et ce le plus objectivement possible de la

⁴³ Pierre-André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p.699.

⁴⁴ Pierre-André Coté, *Interprétation des lois*, 3^e édition, p. 686

nouvelle réalité du marché et des conséquences probables que cette nouvelle réalité pourraient avoir sur notre transporteur. Ce n'est que dans ce contexte qu'elle pourra rendre une décision éclairée et assurée une continuité et une stabilité de ses décisions.

3.1.4 Articles 2, 31, 32, 49, 50, 53, 54, 72, 73, 75 et 164.1 de Loi de la Régie

Nous ne couvrirons pas en détails tous ces articles, nous jugeons toutefois important d'en souligner quelques-uns. Nous ferons donc référence aux articles mentionnés ci-dessous dans le contexte de nos prises de positions et recommandations dans les divers thèmes que nous abordons.

L'article 2 définit certains termes pour fins d'application de la loi et le sens qui doit être donné à ces termes. L'article se lit en partie comme suit :

Article 2 : Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par :

« **contrat d'approvisionnement en électricité** » : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;

« **distributeur d'électricité** » : Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

« **réseau de transport d'électricité** » : l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité, y compris les transformateurs élévateurs de tensions situés aux sites de production, les lignes de transport à des tensions de 44 kV et plus, les postes de transport et de transformation ainsi que toute autre installation de raccordement entre les sites de production et le réseau de distribution;

« **transporteur d'électricité** » : Hydro-Québec dans ses activités de transporteur d'électricité;

Toute fourniture d'électricité par Hydro-Québec au distributeur d'électricité est réputée constituer un contrat d'approvisionnement. Tout service de transport d'électricité par le transporteur d'électricité avec Hydro-Québec est réputé constituer un contrat de service de transport.

Il faut comprendre qu'en définissant le réseau de transport d'électricité, le gouvernement délimitait ainsi la juridiction de la Régie sur ces installations. La juridiction sur la production de l'électricité ayant été retirée du mandat de la Régie, il était essentiel de délimiter précisément jusqu'où s'étendrait la juridiction de la Régie dans les matières de transport.

⁴⁵ voir RNCREQ 18, p. 9 à 13

Il est à noter 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.

Dans un premier temps notons que le législateur à l'article 2 fait lui-même une distinction par rapport aux installations du « **réseau de transport d'électricité.** » Dans un premier temps il désigne « l'ensemble des installations destinées à transporter l'électricité. » Dans un second temps, il désigne certaines autres éléments qui non seulement ne transportent pas l'électricité mais sont sur les sites de production « y compris les transformateurs élévateurs de tensions situés aux sites de production. »

Par la suite à l'article 49 alinéa 1, le législateur édicte que lorsque la Régie fixe ou modifie un tarif de transport elle doit notamment établir la base de tarification du transporteur en tenant compte, notamment de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Or, le mot 'notamment' a été interprété par la Régie dans la décision D-99-11 :

Le mot «notamment» indique que l'énumération de l'article 49 est non limitative et qu'en conséquence, la Régie peut s'inspirer, après avoir obligatoirement analysé les critères énumérés à 49, de tout autre critère qu'elle pourrait retenir aux fins de l'exercice de ses fonctions, tel que prévu aux articles 5 et 31 précités.⁴⁶

Tout le réseau de transport tel que défini à l'article 2 n'est donc pas nécessairement pris en considération pour établir la base de tarification. Ce qui est notamment pris en considération est ce qui est inclus à l'article 49 alinéa 1 et aucune référence n'y est faite à l'article 2. De plus, les termes utilisés dans ces deux parties du texte législatif sont différents et donc ne peuvent vouloir dire la même chose.

À titre d'exemple, soulignons que certains actifs qui ne font pas partie du réseau de transport mais qui sont utiles pour son exploitation peuvent être inclus dans la base de

⁴⁶ R-3398-97, D-99-11, p. 8

tarification du transporteur. C'est entre autre le cas des actifs du réseau de télécommunication.

De plus, le dernier alinéa de l'article 49 indique que la Régie peut également utiliser lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif toute autre méthode qu'elle estime approprier.

Nous vous soumettons donc 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 productions. Car s'il est incontestable que la Régie a juridiction sur ces transformateurs, il est contestable si ces actifs sont utiles au transporteur dans l'exploitation de son réseau. Ils servent plutôt à desservir le producteur pour acheminer sa production au réseau de transport.

L'article 31 de la Loi se lit comme suit

Article 31 : La Régie a compétence exclusive pour :

1. fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

...

2.1. surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

Nous vous soumettons que les conditions auxquelles l'électricité est transportée par le transporteur pourraient inclure des conditions à être préalablement remplis par le(s) producteur(s).

Cet article consacre la compétence exclusive de la Régie pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur. En conséquence, il nous apparaît qu'une politique de rabais donnant au transporteur discrétion quant à la fixation de rabais serait en contradiction avec le texte de loi car rien dans la Loi ne permet à la Régie de déléguer ses pouvoirs. Il est à noter que ce premier

alinéa doit également, lorsqu'il est question des rabais, être lu avec les articles 53 et 54 qui sont très clairs à ce sujet :

Article 53. Le transporteur ou le distributeur d'électricité ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement.
Il ne peut discontinuer ou suspendre le service au consommateur pour la raison que ce dernier refuse de payer un montant autre que celui résultant de l'application d'un tarif ou d'une condition fixé par la Régie ou par le gouvernement.

Article 54. Toute stipulation d'une convention dérogeant à celle d'un tarif fixé par la Régie ou par le gouvernement est sans effet;

À ce titre, la politique de rabais telle que proposé par le transporteur est inacceptable. La Régie du gaz s'est d'ailleurs déjà prononcée en ce sens interdisant dans un premier temps à GMI d'accorder des rabais et lui permettant subséquemment de le faire sujet à l'obligation pour GMI d'opérer des dépôts confidentiels à la Régie et de transmettre aux consommateurs les rabais consentis par le producteur⁴⁷. La Régie du gaz avait également clairement indiqué qu'elle n'allait pas subordonner à quelqu'un d'autre son autorité en matière de fixation de tarif et donc de rabais.⁴⁸

La Régie se doit donc de conserver le plein contrôle des conditions et des circonstances dans lesquelles des rabais pourraient être offert.

Le paragraphe 2.1 de l'article 31 donne également un mandat à la Régie de surveiller les activités du transporteur. Ce mandat implique la surveillance des activités non réglementés de filiales lorsque ces activités risquent d'avoir un impact sur les activités réglementé du transporteur. Ceci est d'autant plus important et nécessaire alors que nous entrons dans une nouvelle ère avec Hydro-Québec où certaines activités sont maintenant réglementées et d'autres non. Comme la preuve d'Hydro-Québec nous l'a démontré, notre Société d'état en est à ses premières armes et continue de s'améliorer dans l'étude et la mise en place de la séparation fonctionnelle.⁴⁹

⁴⁷ R-3104-86, G-470

⁴⁸ D-89-24, R-3151-88 Voir page 102 *Loi sur la Régie de l'énergie annotée*, Pierre Thérout et André Turmel;

Rappelons d'ailleurs que cette séparation fonctionnelle, lorsqu'elle concerne la communication d'informations et la prise de décision par les diverses divisions de l'entité H.Q. intégrée, n'a pas été imposée par la Loi — qui n'en traite ni directement ni indirectement — ni par la Régie.

La Régie devra donc redoubler de surveillance pour les années à venir et ne pas hésiter à demander toutes les informations qu'elles jugent pertinentes même si ces informations doivent provenir d'entité ou de filiales non-réglémentées⁵⁰. À cet effet la Régie du gaz peu après que la structure corporative de SCGM ait été modifiée s'exprimait ainsi :

De plus, afin de s'assurer de la transparence des transactions de toutes les filiales reliées à SCGM, il est essentiel que la Régie obtienne toute l'information sur les filiales, soit leur statut corporatif, leurs livres comptables et leurs données financières.

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

. Revenus, dépenses, bénéfice net, actif total, total de la dette, financement additionnel et les sources et garanties, événements extraordinaires et exceptionnels. »⁵¹

Or, si de telles informations peuvent être requises de filiales nous vous soumettons qu'elles peuvent et doivent également l'être de la société intégrée, i.e. Hydro-Québec, dont Trans-Énergie n'est qu'une division.

De plus, surveiller les opérations du transporteur pour s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif implique une surveillance pour s'assurer que son tarif est appliqué correctement, c'est à dire que les consommateurs paient selon le tarif. Tel que nous le démontrerons dans un chapitre subséquent, TransÉnergie ne respecte pas son règlement tarifaire en vigueur (ex. l'article 13.5), et n'a pas l'intention de le faire. Le non-respect de celui-ci ainsi que d'autres dispositions du tarif fait en sorte que les consommateurs de la charge locale ne paient pas selon un juste tarif. **Le pouvoir de surveillance créée par l'article 31 (2.1.) est un pouvoir large et étendu que nous**

⁴⁹ N.S., V. 15, p. 98ss

⁵⁰ Voir D-90-75, R-3186-90;

⁵¹ D-93-51, R-3260-93, p. 251;

recommandons à la Régie d'exercer pleinement. La Régie a la compétence et l'obligation de s'assurer que TransÉnergie respecte son tarif.

L'article 32 se lit comme suit :

Article 32 : La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée :

1. déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;
2. déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable au transporteur d'électricité ou au distributeur d'électricité ou à un distributeur de gaz naturel;
3. énoncer des principes généraux pour la détermination et l'application des tarifs qu'elle fixe;
 - 3.1. déterminer, pour le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et chaque distributeur de gaz naturel les méthodes comptables et financières qui leurs sont applicables.

Cet article vise à donner à la Régie les outils nécessaires, tel l'imposition de la fermeture réglementaire des livres à un distributeur ou un transporteur afin qu'elle puisse s'assurer et prendre acte, lorsque les tarifs sont basés sur la période témoin projetée plutôt que l'historique, du trop-perçu ou du manque à gagner réalisé sur la base de résultats réels. Elle peut ainsi s'assurer de la justesse des prévisions du distributeur ou du transporteur. Sans un tel mécanisme de contrôle ou sans un autre mécanisme permettant un contrôle serré, il serait à craindre que le distributeur ou transporteur ne soit tenter de maximiser les revenus requis et les tarifs pour ainsi maximiser le retour à l'actionnaire.

La chose à clarifier au départ est le contexte particulier de la réglementation au Québec qui justifie à lui seul un mécanisme incitatif pour corriger l'asymétrie du rendement auquel peut aspirer un distributeur.⁵²

La disparition de l'article 36 de la loi sur la Régie du Gaz naturel ne change absolument rien au pouvoir de la Régie en cette matière. Le taux de rendement est déterminé par la Régie. Or, si un trop-perçu ou manque à gagner était retourné à l'actionnaire comme le suggère Hydro-Québec, ceci aurait pour effet de modifier indirectement le taux de rendement et donc de contrevenir à une décision de la Régie et à la Loi.

Nous devons également noter que la Régie a discrétion pour déterminer les méthodes comptables et financières applicables au transporteur.

⁵² R-3260-93, D93-51, N.S. du 8 septembre 1993 p. 2385 et ss

Une gestion juste et équitable des tarifs exige que soit imposée une formule qui permette d'avoir des tarifs qui reflètent le plus fidèlement possible la réalité et puisse être comparée et ajustée selon cette réalité. Bien que nous recommandions que la Régie adopte la solution proposée par nos experts que nous décrivons plus avant dans le chapitre portant sur le thème 5, si la Régie ne retenait pas cette solution, il faudrait qu'elle impose une forme de fermeture réglementaire des livres et un suivi pour les années à venir afin de pouvoir éventuellement décider de mesures incitatives pertinentes.

L'article 49 qui se lit comme suit :

Article 49 : Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinement de gaz naturel, la Régie doit notamment :

1. établir la base de tarification du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel en tenant compte, notamment de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité ou un réseau de distribution de gaz naturel ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premier établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux;
2. déterminer des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service notamment, pour tout tarif, les dépenses afférentes aux programmes commerciaux, et pour un tarif de transport d'électricité, celles afférentes aux contrats de service de transport conclus avec une autre entreprise dans le but de permettre au transporteur d'électricité d'utiliser son propre réseau de transport;
3. permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;
4. favoriser des mesures ou mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins des consommateurs;
5. s'assurer du respect des ratios financiers;
7. s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables
8. tenir compte des prévisions de vente;
10. tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;
11. 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;

Elle peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime approprier.

Nous avons présenté nos commentaires, arguments et recommandations sur les passages de cet article qui nous apparaissent les plus controversés, dans le cadre de notre section sur l'article 5 nous vous invitons donc à en prendre note. Nous y reviendrons également dans le cours de notre argumentation.

L'article 72 se lit comme suit :

Article 72. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112.

Pour approbation des plans la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

Nous rappelons à la Régie que nous avons déjà commenté en partie cet article dans le cadre de notre section sur l'article 5. Nous désirons toutefois souligner que cet article ne s'applique qu'aux approvisionnements pour la charge locale et laisse un grand vide sur lequel la Régie doit se pencher pour ce qui est entre autre des exportations. Nous y ferons référence plus avant dans notre section sur la planification.

L'article 73 se lit comme suit :

Article 73. Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour :

1. acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;
2. étendre, modifier ou changer l'utilisation de leur réseau de transport ou de distribution;
3. cesser ou interrompre leurs opérations;
4. effectuer une restructuration de leurs activités ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la présente loi.

Dans l'examen d'une demande d'autorisation, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales e environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret et, dans le cas d'une demande visée au paragraphe 1., tient compte le cas échéant :

- 1) des prévisions de vente du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel et de leur obligation de distribuer;
- 2) des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet.

L'obtention d'une autorisation en application du présent article ne dispense pas de demander une autorisation par ailleurs exigée en vertu d'une loi.

Nous avons dans le cadre de notre section sur l'article 5 déjà couvert en partie cet article. Soulignons que le règlement qui a été proposé par la Régie au printemps 2001 n'a pas encore été approuvé par le gouvernement.

L'article 164.1 se lit comme suit :

Article 164.1 : 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 du 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 du 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. En outre, sont réputées nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service, les dépenses découlant des contrats de services de transport et des contrats de services de distribution conclus avant le 16 juin 2000. (nos soulignés)

Le texte de cet article est très clair et l'interprétation qui lui est donné par Hydro-Québec dans son argumentation finale n'est pas conforme au texte de loi.

Dans un premier temps, il vient suppléer et compléter le paragraphe 1. de l'article 49 cité plus avant et décrit les cas où le jugement de la Régie quant au caractère utile et prudemment acquis est supplanté et mis de côté dans certains cas spécifiques.

Un tel article de loi, par lequel le législateur a voulu déroger à la règle générale qu'il a lui-même établie dans l'article 49, doit selon les règles d'interprétation se lire de manière restrictive, puisqu'il constitue une exception à la règle générale. Il en est de même des conditions d'application qui y sont décrites.

Or, cet article vise dans un premier temps les actifs en exploitation inscrits aux registres comptables du transporteur. Or, aucun des projets qui sont toujours en attente de décret ne sont en exploitation, à tout le moins Hydro-Québec n'a prouvé pour aucun de ces projets qu'ils étaient en exploitation. Dans un second temps, il vise les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation par la loi ou par le gouvernement,

aucuns de ces projets ne rentrent dans cette catégorie et aucune preuve n'a été offerte par Hydro-Québec à l'effet qu'ils entreraient dans cette catégorie.

Dans les cas de projets où l'autorisation du gouvernement sera requise, celle-ci sera obtenue, s'il en est, par décret du gouvernement. Il serait contraire à l'esprit de la loi de croire que le gouvernement a voulu inclure dans la base tarifaire du transporteur des projets qui pourraient ne pas être approuvés.

Par exemple, le projet de ligne Grand-Brûlé-Vignan (Grand-Brulé –Saint Sauveur) a été rejeté par le gouvernement au début du mois de juin. Nonobstant ce fait, ce projet demeure dans la base tarifaire du transporteur.

Puisque l'on ne peut présumer des approbations du gouvernement et puisque ces projets ne sont pas à l'heure actuelle en exploitation, ils ne rencontrent pas les exigences de l'article 164.1. Puisque Hydro-Québec n'a offert aucune preuve quant au caractère prudemment acquis et utile pour l'exploitation du réseau de transport de ces projets, ils doivent être exclus de la base tarifaire.

PARTIE II – LES THÈMES

4. Thème 1 : contexte

4.1 Historique générale

La présente demande d'Hydro-Québec s'inscrit dans la continuité de l'historique de la production et de la fourniture d'électricité au Québec. Cette industrie fut nationalisée sous l'égide de René Lévesque au début des années soixante afin de donner aux Québécois le contrôle de la production, du transport et de la distribution d'électricité au Québec. La nationalisation de l'électricité voulait assurer que les Québécois bénéficieraient d'un accès juste, équitable et aux meilleurs prix possibles à la production et à la fourniture d'électricité.

4.2 Le choix d'un tarif de transport

Vu son importance, nous devons réitérer le motif principal qui a mené à l'adoption du premier tarif de transport d'Hydro-Québec par notre gouvernement⁵³, de même que des motifs qui ont conduit à son remplacement, le 14 février 1997, par le règlement 659⁵⁴.

La motivation du gouvernement du Québec de même que celle d'Hydro-Québec était claire et ne saurait être contredite : un tarif de transport était et demeure toujours

⁵³ Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité, décret no 1559-96, (1996) G.O., 7387

⁵⁴ Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité, décret no 276-97 (1997) G.O., 1248

nécessaire pour participer librement à l'ouverture des marchés de gros en Amérique du Nord⁵⁵. Pour participer sans contrainte dans ce marché, HQ devait, via son transporteur, respecter les exigences de réciprocité et de séparation fonctionnelle fixées par nos voisins américains à travers leur entité réglementaire, soit la FERC⁵⁶.

Ces exigences prévoient non seulement qu'un tarif doit être fixé mais de plus celui-ci doit respecter certaines exigences qui se retrouvent tant dans le tarif *Pro Forma* que dans les décisions et ordonnances de la FERC⁵⁷.

L'adoption d'un tarif de transport avait donc comme premier but de permettre à Hydro-Québec de commercer avec nos voisins.

Notons d'ailleurs que le premier règlement adopté par Hydro-Québec et approuvé par le gouvernement québécois, soit le règlement 652⁵⁸, fut modifié peu de temps après son adoption par les instances Québécoises afin de s'assurer qu'un règlement qui soit conforme aux exigences de la FERC serait déposé pour l'obtention d'une licence (PMA) par H.Q.U.S.(filiale américaine d'Hydro-Québec).

⁵⁵ N.S., V. 11 p.28 ligne 24 "As we have shown in our written evidence, Hydro-Québec's primary reason for adopting the transmission tariff that is subject to these hearings in nineteen ninety-seven (1997) was to obtain unfettered access to the U.S. market." Voir également l'Argumentation finale d'Hydro-Québec, p. 3 à 6.

⁵⁶ N.S. V. 5 p. 120 ligne 14ss : (Régis) « Nous avons appliqué bien entendu la séparation fonctionnelle comme étant la façon de répondre aux besoins de pouvoir traiter de façon non discriminatoire l'ensemble des clients du réseau de transport d'Hydro-Québec. Bien entendu, cette séparation fonctionnelle-là aussi était contenue dans les ordonnances de l'agence américaine pour l'énergie, la FERC, qui stipulait justement, le caractère de séparation fonctionnelle qui était nécessaire pour pouvoir exercer ces fonctions-là de transporteur. »

⁵⁷ Voir RNCREQ-18, p. 7 à 13 et HQT-10, doc. 4.

⁵⁸ 1559-96 (1996) G.O. 7387

Le règlement 659 alors adopté se trouvait à être une copie à toute fin conforme du règlement 888 de la FERC⁵⁹ alors en vigueur aux États –Unis.⁶⁰

Nous vous soumettons respectueusement que le fait qu'Hydro-Québec et le gouvernement québécois aie jugé utile et nécessaire d'importer et d'incorporer par décret dans notre système juridique et réglementaire un texte étranger est hautement significatif et confirme l'importance que l'on accordait aux droits et capacités de commercialisation qui découlent de l'octroi du « PMA ».

Pour les fins du présent dossier, il importe peu qu'en bout de ligne ce PMA soit demandé et détenu par une filiale de d'Hydro-Québec et non par Trans-Énergie elle-même, puisque dans les faits c'est la division Trans-Énergie qui doit opérer selon un règlement de transport acceptable par la FERC. Pour ce faire c'est Trans-Énergie qui se doit de soumettre et faire adopter par la Régie puis respecter un tarif et conditions *compatibles*. C'est également Trans-Énergie qui selon les règles de la FERC doit respecter des normes de séparation fonctionnelle acceptables.

Il est donc évident que la source du règlement sur le tarif de transport actuel et des normes établissant la séparation fonctionnelle, soit les ordonnances et décisions de la FERC sont pertinentes à l'étude du présent dossier.

Bref, c'est l'adoption du règlement 659 et des normes en matière de séparation fonctionnelle, avec les bouleversements internes que cela a créé chez Hydro-Québec,

⁵⁹ Voir Exhibit 7 déposé en audience par le RNCREQ-13 en liasse

⁶⁰ Voir expertise du Centre Hélios aux pages 7 à 9 sur les circonstances de l'adoption du règlement 659; et voir le témoignage de M.Régis aux N.S. V. 6 p. 156, lignes 5ss : « c'est évident quand la décision touchait BC Hydro, je pense que l'entreprise a voulu réévaluer la situation pour voir un petit peu parce que, je pense, la décision avait été négative, si je me souviens bien, là. Donc, revoir la situation pour être sûr que s'il y avait des éléments là-dedans qui devaient être pris en considération, là, qui devaient être regardés..... c'est un peu normal aussi, il y a une décision qui touche une entreprise qui ressemblait à Hydro-Québec sous certains volets, et les gens ont voulu prendre le temps de regarder, d'évaluer la décision pour être capable de voir s'il y avait des impacts par rapport au dossier qui est en cours. »

(dont la naissance de TransÉnergie⁶¹) qui ont permis l'obtention du sceau d'approbation de la FERC, sceau qui donnait à Hydro-Québec un accès libre au marché américain lui permettant de bénéficier des meilleures conditions de marché pour faire affaire dans le marché de l'énergie aux États Unis.

4.3 La présente demande et ses conséquences

Il est donc très surprenant dans ce contexte historique que la requête d'Hydro-Québec ne fasse aucune mention de ces faits et de la nécessité de respecter des exigences qui permettrait le maintien du PMA. Nous sommes également étonnés que dans sa preuve écrite outre un très bref passage, Hydro-Québec ne mentionne pas autrement la conformité de ses demandes aux exigences de la FERC ou le désir de voir adopter un règlement qui permette de maintenir le PMA.

Par contre une grande partie des témoignages rendus en audiences par les représentants et témoins d'Hydro-Québec avaient pour but de justifier leur présente demande, en tentant d'établir la conformité avec les exigences de la FERC, des modifications proposées. Par exemples pour la détermination du point à point⁶², pour l'adoption des méthodes 12 C.P. et 1 C.P.⁶³, pour la fixation du tarif en \$ par Kw⁶⁴.

Nous sommes également étonnés qu'en début d'audience tant le président de Trans Énergie, M. Régis, que son directeur des affaires réglementaire M. Bastien, semblaient ignorer ce qu'étaient les règlements 652 et 659 jusqu'à ce qu'ils soient éclairés par leur procureur :

« CONTRE-INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

⁶¹ N.S. V. 6 p. 109 lignes 5ss

Q. Les orientations stratégiques de TransÉnergie et même, la création même de TransÉnergie, n'était-ce pas pour répondre à des exigences de l'ordonnance 888?

R. Bien oui, je pense que le réseau de transport, lui, il était là avant, mais la structure même, l'ouverture du réseau, je pense que ça, c'est un fait, ça découle de ça. Et ça n'a pas changé non plus, là. »

⁶² N.S., V. 19 p. 145 lignes 3 et ss

⁶³ N.S., V. 19, p. 58 lignes 5 ss, et page 59 lignes 4ss

⁶⁴ N.S., V. 19 p. 57, ligne 4,

Alors bonjour, Monsieur Régis et Monsieur Bastien. Alors réponses si possible dans certains cas, vous pourrez me dire oui ou non.

Q. Alors préalablement à l'adoption du règlement 659, vous aviez d'abord adopté le règlement 652, oui? Exact?

M. JACQUES RÉGIS :

R. C'est quoi déjà, les règlements 659, 652? Je vous avoue que là, vous y allez très technique.

Q. Préalablement, vous avez maintenant le règlement 659, donc qui est en vigueur, vous demandez sa modification. Avant ce règlement-là, vous aviez fait adopter le règlement 652, est-ce que c'est correct?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Pouvez-vous préciser c'est quoi le règlement 652?

Q. Bien, le règlement 652, c'est celui qui a précédé le règlement 659, c'est aussi celui que vous avez, lors de votre dépôt original de PMA, c'est le règlement que vous aviez déposé devant la FERC, en fait c'est le premier règlement que vous avez fait, que vous avez présenté au gouvernement québécois pour adoption par décret, qui avait pour but, si je ne me trompe, je pense ça serait à vous de me le dire, d'obtenir, de faire votre demande de PMA. C'était parti de votre dossier de PMA mais c'était aussi un règlement qui a été adopté par décret par le gouvernement du Québec. Vous ne vous souvenez pas de ça?

M. JACQUES RÉGIS :

R. Ça ne me dit rien, moi, le 652, je ne les suis pas par numéro, normalement, mais c'est des choses, je veux juste être sûr à quoi vous référez là.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Écoutez, je prends...

Q. Alors qui est en mesure de répondre à cette question-là?

Me F. JEAN MOREL :

Bien, le procureur sûrement, là, mais il n'est pas ici pour témoigner. Oui, effectivement, le gouvernement a adopté le règlement 652 précédemment au 659, et comme vous avez si bien indiqué, il les numérote à la succession, donc le 652 précédait le 659... »⁶⁵

Alors qu'il ressort des témoignages de M. Régis et de M. Bastien, que ces témoins connaissaient bien les règlements 888, 888-A, 889 et l'ordonnance 2000 de la FERC et considèrent que les actions de leur entreprise sont « entièrement conforme à ce qu'il fallait mettre en place »⁶⁶, « qu'on a démontré à la FERC que ça rencontrait ses exigences, ça n'a pas changé depuis, on n'a rien changé dans ce sens là »⁶⁷ et qu'énormément d'efforts avaient été investis pour respecter les ordonnances 888 et 889⁶⁸.

⁶⁵ N.S., V. 6, p. 145 lignes 18ss.

⁶⁶ N.S., V. 6, p. 98 lignes 19ss.

⁶⁷ N.S., V. 6, p. 97 lignes 26ss.

⁶⁸ N.S., V. 6, p. 99 lignes 22 ss « Bien, je pense qu'il faut juste voir qu'on a mis énormément d'efforts pour respecter l'Ordonnance 888 et 889, là, il ne faut pas sous-estimer ça, je pense qu'on a fait... je pense que je vous en ai parlé un petit peu, depuis quatre-vingt-dix-sept (97) tout ce qu'on a fait, alors de dire qu'on n'a pas fait d'effort, on en a fait énormément et on s'est conformé à l'ensemble et de façon extrême ».

Dans son témoignage M.Régis vient également confirmer ce que soutienne nos experts dans leur preuve à savoir que le tarif de transport a été adopté pour qu'Hydro-Québec se conforme aux exigences de la FERC :

Q. Non, très superficiellement. Est-ce que, quand vous dites que vous avez examiné une liste de critères, là, pour vous conformer au... vous avez pris certaines mesures, vous avez pris certaines mesures en regardant certains critères qui se retrouvaient dans l'Ordonnance 888, est-ce que le tarif pro forma qui faisait partie de l'Ordonnance a été un des éléments que vous avez considérés quand vous avez...

R. Bien, oui, on avait effectivement un tarif de transport, vraiment c'était une des exigences, tarif qui était entériné, donc d'application, pour l'ensemble de nos clients, ça c'est un des éléments, ce n'est pas le seul, mais c'est un des éléments, je pense, qui était nécessairement très important, parce que si vous n'avez pas ça, là, je pense que vous avez un gros problème, les clients ne savent pas sur quel bord vous allez décréter ou pas, là, puis combien vous allez leur charger, ça c'était établi dans le tarif de transport, puis le contrat de transport. »⁶⁹

Finalement, nous constatons qu'Hydro-Québec reconnaît en argumentation finale l'importance de l'historique des règlements 652 et 659 et de leur lien avec le tarif *pro forma* de la FERC.

4.4 Changement de perspective en 2001 pour Hydro-Québec

Hydro-Québec considère que, malgré les changements importants dans le contexte énergétique et réglementaire aux États-Unis soulevés par nos experts, il n'existe aucun danger qu'HQUS perd son PMA.

Hydro-Québec nous a offert le témoignage du Docteur Orans, qui depuis le début de 1998 travaillait avec les gens d'Hydro-Québec à l'élaboration des modifications au tarif de transport qui nous est proposé⁷⁰. Il ressort du témoignage du Docteur Orans que son rôle était d'assister Hydro-Québec afin développer une proposition qui rencontre les exigences de la FERC⁷¹. Il n'est donc pas surprenant que l'expertise qu'il dépose dans le présent dossier recommande l'approbation des modifications puisqu'il les a lui-même

⁶⁹ N.S., V. 6, p. 103 lignes 3 ss

⁷⁰ N.S., V. 19, p. 97 ligne 1ss : “ . . . Moreover, I would like to add, I have been working with them since early nineteen ninety-eight (1998) on this case. So we have had -- I did not get it at the end and come in and say this looks okay. We have developed this in joint for the last two and a half years, and started where the process -- it started from an outline the developing of this testimony

⁷¹ N.S., V. 19, p. 84 à 89

élaborées⁷². Son témoignage entre d'ailleurs en contradiction avec celui de nos experts quant à ce qui serait acceptable par la FERC et la possibilité de perte du PMA. Nous vous soumettons que la Régie devrait privilégier l'interprétation et les opinions offertes par nos experts dont l'objectivité n'est aucunement mise en doute.

Il est d'ailleurs intéressant de constater qu'Hydro-Québec n'a pas estimé nécessaire ou utile d'informer la FERC et d'ainsi tester la validité de ses choix, à l'égard des éléments de son tarif de transport qu'elle a choisis de ne pas respecter depuis 1997.

La présentation d'Hydro-Québec nous apparaît donc quelque peu contradictoire. Elle soutient avoir élaboré ses propositions dans la présente cause de façon à protéger le PMA de HQUS, mais en même temps elle insiste sur le fait qu'à l'heure actuelle elle ne se préoccupe pas des critères de la FERC. Elle n'a même pas essayé de déterminer, ni auprès de la FERC ni apparemment auprès de son expert, si les changements qu'elle a fait au cours des derniers jours de l'audience (ex. la modification qu'elle apporte à la définition des Installations d'attribution particulière, et sa décision d'enlever cette notion complètement du règlement tarifaire) risquent de créer des difficultés auprès de l'organisme américain.

Ainsi, le procureur d'Hydro-Québec a pris la peine de préciser que son client ne veut pas que la Régie tienne compte de l'acceptabilité de son tarif pour la FERC, ni de ses conséquences pour le PMA de HQUS, mais seulement du contexte législatif et réglementaire québécois :

J'ai juste un autre questionnement à ajouter à ça, là. Quelle serait la pertinence de cette expertise au présent dossier alors qu'on veut traiter de la conformité de la proposition d'Hydro-Québec à la

⁷² N.S., v. 20, p. 25 à 26 :

Q. You said yesterday that you have been working on your written testimony since somewhere around ninety-eight ('98); is that correct?

A. I believe it was the end of nineteen ninety-eight (1998). I believe I did not say I was working on my written testimony; I was discussing the rate design...

Q. With Hydro-Québec?

A. Yes.

Q. So, your testimony is not just a rubber stamp of an Hydro-Québec proposal?

A. That is correct.

Q. You have been working closely with them for, let's say, the elaboration of this proposal?

A. Yes, that is correct.

réglementation de FERC alors qu'on est devant la Régie et qu'on a tout fait en sorte de présenter à la Régie une proposition tarifaire qui soit acceptable à la Régie. Maintenant, si elle ne l'est pas aux yeux de FERC et que ça a des conséquences pour messieurs Bradford ou Disher ou le RNCREQ ou HQ US ou d'autres, ce n'est pas pertinent à l'exercice qu'on fait devant vous.⁷³

Selon nos experts, l'accès illimité d'Hydro-Québec aux marchés américains est loin d'être garanti à l'avenir. Selon eux, le maintien du PMA de HQUS risque fort d'être remis en question à cause :

- des dispositions du règlement tarifaire demandées par Hydro-Québec qui ne seraient pas acceptables aux yeux de la FERC;
- des pratiques de TransÉnergie non-conformes avec son tarif, et;
- de l'évolution des politiques de la FERC, notamment dans le cadre de :
 - sa façon d'analyser la dominance sur la marché (*market power*) de grands joueurs, et
 - ses décisions concernant les RTO, auxquelles le règlement et les pratiques d'Hydro-Québec ne sont pas conformes.

À l'égard de l'analyse de dominance de marché, nos experts ont suggéré que les événements récents en Californie font en sorte que dorénavant ces questions seront assujetties à un examen plus intense que par le passé⁷⁴.

Concernant la politique de la FERC à l'égard des RTO, nos experts ont indiqué clairement que, malgré les affirmations de son président, TransÉnergie ne pourra se voir qualifié comme RTO dû notamment à son incapacité de reconstruire le critère d'indépendance de tout participant dans le marché de gros. M. Bradford s'est exprimé comme suit :

[M]y own view is consistent with Mr. Disher's that the independence condition is so important and has become so much more important in light of the market power problems that we've seen in the US in recent months, that it is extremely unlikely that an entity structured as Hydro-Quebec is now, could receive approval as an RTO.⁷⁵

Et M. Disher a ajouté les commentaires suivants:

⁷³ N.S., v. 31, p. 329.

⁷⁴ "While in nineteen ninety-seven (1997) FERC accepted HQ US's application without carrying out a detailed examination of its ability to exercise market power, recent events make it increasingly unlikely that it would do so again." N.S., v. 11, p. 31.

⁷⁵ N.S., v. 11, p. 124.

I would just like to reinforce that, I think that's absolutely correct and we are not idly speculating that FERC is moving in this particular direction, I think it's very clear that they're moving in the direction, as we described it, toward a position of demanding a greater degree of independence and in the operation of the industry in order for the competitive parts of that industry to maintain their ability to be competitive.⁷⁶

Again, I think the primary concern is with the independence of the transmission entity from the competitive part of the business. So I would say separation, actual corporate separation between the generation, the production business and the transmission business is necessary. Now whether TransÉnergie then joins with other transmission entities to form a larger scale RTO is a different question.⁷⁷

Les décisions émises le 12 juillet 2001 par la FERC rejetant les propositions de RTO dans plusieurs régions des États-Unis ne font que confirmer cette analyse⁷⁸. Pour ne prendre qu'un exemple, l'ISO de New-York s'est vu refuser sa demande d'être reconnu comme un RTO, entre autres parce qu'elle ne pouvait rencontrer le critère d'indépendance, et ce malgré le fait qu'elle avait déjà eu l'approbation de la FERC à cet égard lors de sa constitution comme ISO, sous l'égide de l'ordonnance 888 :

NYISO correctly notes that its organizational governance plan, which was implemented to comply with Order No. 888, was accepted by the Commission in that context. However, NYISO's assertion that compliance with the Commission's requirements for ISOs satisfies the Commission's RTO requirements is not correct. The Commission's approval of the governance of an ISO is not equivalent to Commission approval of the independence of an RTO.

Identical to its ISO governance structure, NYISO's proposed RTO governance structure gives responsibility for decision making to market participants that compose various ISO committees. We are concerned that NYISO's governance structure may allow market participants to exert undue influence over the decision-making process. As we explain below in our discussion of the Tariff Administration function, NYISO's RTO proposal does not meet the minimum requirements of that function, because it lacks the requisite Section 205 filing authority.⁷⁹

Questionné sur l'acceptabilité d'une situation de *passive ownership* par une entité qui participe dans le marché de gros, nos experts, en répondant par écrit, ont démontré que ce concept ne crée pas une exception qui serait applicable au cas d'Hydro-Québec :

⁷⁶ Ibid., p. 126.

⁷⁷ Ibid., p. 128.

⁷⁸ Outre l'ordonnance concernant New York cité ci-dessous, voir également celui d'ISO New England (Docket No. RT01-86-000, 96 FERC 61,063) et celui de PJM (Docket No. RT01-2-000, 96 FERC 61.

⁷⁹ New York Independent System Operator et al., Order on RTO Compliance Filing, 96 FERC 61,059, July 12, pages 7 à 8.

In response to this new context, FERC will require that proposals involving passive ownership “demonstrate that the passive owners have relinquished control over operational, investment and other decisions to ensure that the RTO will treat all users of the grid—passive owners and others—on an equal basis in all matters” (emphasis added). They must also submit to independent compliance audit every three years.

...

Based on these criteria [specified by FERC], it is hard to see how Hydro-Québec’s 100% interest in TransÉnergie could be described as passive ownership. TransÉnergie does not have an independent board, cannot raise capital, make investment decisions or cannot submit tariff rates, terms and conditions for approval independent of Hydro-Québec, and cannot guarantee that Hydro-Québec (including top management) does not have access to information unavailable to other market participants.

...

These statements by FERC only reinforce our conclusion that the existing structure of TransÉnergie — as a division of an integrated company, in which TransÉnergie’s president reports to the CEO of Hydro-Québec, a company with important interests in generation and marketing — would not be acceptable as an RTO, regardless of any code of conduct that might be put in place.⁸⁰

M. Raphals a clarifié que lui et ses collègues ne faisait pas une recommandation à la Régie à l’égard des RTO :

Q. Are you recommending that Hydro-Québec increases its independence from TransÉnergie in anticipation of what is taking place in the United States?

A. No, we are not making a recommendation to that effect. We are suggesting that depending on the extent to which the Régie intends to influence future decisions about Hydro-Québec's PMA may affect its decisions in this file.⁸¹

Malgré tout cela, la demanderesse maintient dans le passage précité qu’elle ne s’intéresse pas aux conséquences de la présente cause sur le PMA de HQUS, et ne demande pas non plus à la Régie d’en tenir compte. Cependant, elle n’a jamais expliqué pourquoi cet enjeu — qui a eu une importance suffisamment grande par le passé pour justifier l’adoption de règlement de transport par le gouvernement du Québec sans consultation préalable — n’entre point dans ses préoccupations actuelles. Est-ce pour démontrer l’indépendance de TransÉnergie face aux intérêts marchands d’Hydro-Québec ? Ou est-ce simplement le reflet d’une confiance mal fondée sur l’immunité d’Hydro-Québec face aux décisions FERC? Ni la preuve ni l’argumentation d’Hydro-Québec nous permettent d’y répondre.

⁸⁰ RNCREQ-21, Réponse à l’engagement numéro 1, pages 2 à 4.

Il n'en demeure pas moins que la demanderesse étudie déjà la possibilité de se joindre à une RTO. Dans les faits, le RNCREQ est grandement préoccupé par ce fait, et croit que la Régie devrait également l'être, par la possibilité, voire la probabilité, que dans les mois ou années qui viennent, Hydro-Québec modifie radicalement sa structure ou sa façon de gérer son réseau de transport – par exemple, en devenant membre d'un RTO qui s'étende à l'extérieur du Québec — pour les rendre conforme aux nouvelles exigences de la FERC, tel qu'elle l'a fait en 1996 et 1997, et ce sans que le RNCREQ et les autres parties intéressées puissent être entendus et faire valoir leur point de vue.

Le RNCREQ demande respectueusement à la Régie d'utiliser tous ses moyens pour éviter que de tels changements se fassent sans que les parties intéressées n'aient eu l'opportunité d'être pleinement entendus.

4.5 L'interprétation du règlement et ses conséquences

Les décisions de la FERC sont non seulement utiles mais nécessaires pour interpréter le tarif adopté en 1997 (règlement 659) et actuellement en vigueur. Les décisions de la FERC nous permettent de comprendre l'évolution des positions américaines qui directement ou indirectement auront un effet sur le Québec à court, moyen et long terme.

De plus, Hydro-Québec a l'obligation légale, tant que son règlement ne sera pas modifié, de se conformer à toutes ces dispositions, et ce tant pour le service point à point que pour le tarif en réseau intégré, y compris pour la charge locale, du moins pour la période où la charge locale était desservie en vertu du contrat de service et du règlement (jusqu'en 31 décembre 2001).

Dans les sections qui suivent, nous ferons état de la non conformité de certaines pratiques d'Hydro-Québec avec ce tarif, dûment adopté par Hydro-Québec et approuvé par le gouvernement du Québec.

⁸¹ N.S., v. 11, p. 127.

Nous recommandons donc à la Régie de constater ces manquements et de prendre toutes les mesures utiles et nécessaires pour s'assurer du respect du règlement en vigueur sur le territoire québécois.

4.6 L'importance des exigences de la FERC dans le présent débat

Hydro-Québec affirme dans un premier temps que la Régie doit seule décider de l'opportunité d'adopter les modifications qu'elle propose au tarif de transport :

« Moi, ici, vous savez la FERC n'a pas juridiction chez nous ici, au Québec, sur le transport, on a une Régie ici qui a entière juridiction et nous, »⁸² ...
« en plus, on a une Régie qui est l'équivalent de la FERC ici au Québec, qui elle est responsable, en fait, d'entériner tous ces éléments-là. »⁸³

Toutefois ce discours semble quelque peu contradictoire avec le reste des témoignages et la nature de la preuve apportée par Hydro-Québec lors des audiences :

« Alors, moi je pense dans ce sens-là, c'est un peu ce que je peux vous dire à ce moment-ci parce qu'on n'a pas changé rien, puis on continue dans le même cap qu'on a mentionné. Je pense que pour nous, on considère qu'on offre l'équivalent et on a un modèle adapté au contexte du Québec, puis qu'on... et puis il fonctionne, alors on pense que c'est tout à fait, là, compatible avec ce que la FERC recherche, »⁸⁴

D'ailleurs la conformité qu'Hydro Québec allègue, par rapport aux exigences de la FERC est un des motifs le plus utilisé par ses témoins pour justifier l'acceptabilité de ses propositions de modifications et en demander l'approbation par la Régie. Hydro-Québec nous démontre ainsi l'importance de cette conformité. Malheureusement cette conformité qu'elle prétend maintenir n'est plus présente selon nos experts, et dans certains cas tel que décrit dans les sections suivantes de la présente argumentation, elle est essentielle à une bonne gestion réglementaire.

⁸² N.S., V. 6, p. 95 lignes 28ss

⁸³ N.S., V. 6, p. 96 lignes 16ss

⁸⁴ N.S., V. 6, p. 96 lignes 21

4.7 Les RTOs et les conséquences potentielles pour le Québec

Il y a une preuve à l'effet que, tôt ou tard, il y aura de fortes pressions sur Hydro-Québec pour se joindre au régime des RTOs.

Les décisions récentes rejetant les RTOs proposées par les ISO de New York, New England et PJM démontrent encore plus clairement l'intention de la FERC de suivre son initiative RTO jusqu'au bout.

Il y a également une preuve à l'effet qu'Hydro-Québec a participé à des discussions devant mener à la formation d'une RTO pour l'Est du Canada. Or, Hydro-Québec ne consulte aucunement la Régie ou le public intéressé dans son cheminement vers la formation d'un RTO.

Nous comprenons donc qu'elle a l'intention éventuellement de nous mettre devant un fait accompli. Ceci ne serait pas acceptable pour les motifs suivants :

- 1) La Régie a compétence, en vertu de l'article 73, al. 1, 2^e, lorsque le transporteur étend, modifie ou change l'utilisation de son réseau.
- 2) Une telle réalité i.e. qu'Hydro-Québec se joigne à un RTO aura sans aucun doute des conséquences pour le transporteur et la clientèle qu'il dessert, y compris le distributeur et la charge locale.

En conséquence, nous demandons à la Régie, dans le cadre de son rôle de surveillance des activités du transporteur, d'intimer à Hydro-Québec de l'informer de toute démarche qu'elle effectue quant à sa participation éventuelle dans un RTO.

5. Thème 2 : Besoins de transport

5.1 Introduction

À l'intérieur de ce thème, le RNCREQ se préoccupe principalement du sujet des modalités d'approbation d'additions ou modifications au réseau de transport⁸⁵.

Le chapitre 10 du rapport de nos experts ainsi que leurs témoignages⁸⁶ démontrent qu'une saine gestion réglementaire du réseau de transport requiert inévitablement l'examen périodique de sa planification à long terme.

5.2 La carence des documents et l'absence de vision dans la planification

À maintes reprises, les témoins d'Hydro-Québec ont souligné le fait qu'un réseau de transport se gère nécessairement à long terme.⁸⁷

⁸⁵ Étant donné les changements terminologiques adoptés par Hydro-Québec vers la fin des audiences, il serait probablement plus approprié de parler des modalités d'approbation des *ajouts* au réseau. Ceci inclus évidemment ce qu'Hydro Québec désigne comme *les modalités d'approbation des ajouts au réseau* lorsqu'à la fin des audiences elle a adopté une terminologie différente;

⁸⁶ N.S. V. 11, le 19 avril 2001.

⁸⁷ N.S. V. 5 p. 149, lignes 120ss « c'est pour ça que je veux insister beaucoup : un réseau de transport, vous ne pouvez pas gérer ça avec du court terme, il faut vraiment avoir une vision à moyen et à long terme sur comment on va s'assurer qu'on fait aujourd'hui les bons gestes pour que le réseau réponde aux besoins de notre clientèle et qu'il soit à la hauteur des attentes, en termes de fiabilité et de performance et, nécessairement, il faut être capable de s'assurer qu'on investisse les argents nécessaires pour faire ça et, bien entendu, la pérennité du parc, un parc qui vieillit, c'est normal, il faut poser les gestes année après année, qui vont faire qu'on va être capable de rencontrer ces besoins-là et d'assurer la fiabilité de ce réseau-là. »

N.S. V. 5, p.159 lignes 1. « Et, ça, quand ça se met à aller mal, je vous le répète, bien important, vision à long terme, ça va aller mal pour longtemps. »

N.S. V.5, p. 170, ligne.3 : « .mais le métier de transporteur, ce n'est pas un métier à court terme, c'est un métier, nécessairement, qui se bâtit dans le temps. »

N.S. V. 5, p. 252, ligne 12 (Régis) « ..je pense qu'il faut voir que, comme je l'ai mentionné, **le cycle d'évolution d'un réseau de transport, ce n'est pas instantané**, donc c'est des **actions à moyen et à long terme**. C'est long de développer, d'augmenter les capacités et tout, vous ne faites pas ça instantanément... »

En vertu de la *Loi*, notamment les articles 1, 2, 5, 31, 48, 49, 72 et 73, la Régie a compétence exclusive pour régler le transport d'électricité sur le réseau d'Hydro-Québec. Cette compétence s'étend non seulement à la fixation des tarifs mais également à la prise de décision concernant les additions et les modifications au réseau. Pour que la Régie puisse exercer pleinement ses pouvoirs sur l'encadrement du développement de ce réseau, elle doit avoir en main les outils et les informations nécessaires pour juger de la vision à long terme de ce développement. La Régie a d'ailleurs reconnu ce principe dans l'extrait suivant :

... la Régie considère qu'il lui est nécessaire de développer une vision à long terme du développement du réseau de transport d'Hydro-Québec afin de voir venir les investissements massifs et de prévenir les chocs tarifaires. Cette perspective est également requise de par la volonté de la Régie d'assurer la cohérence et la continuité entre les informations présentées au cours de la présente cause tarifaire et celles qui seront présentées lors des causes qui lui succéderont.⁸⁸

Le RNCREQ a souligné, à divers moments, l'insuffisance des informations produites par Hydro-Québec. À la demande du régisseur François Tanguay, notre expert M. Disher a commenté dans ces mots la qualité et l'insuffisance des informations déposées au dossier par Hydro-Québec :

N.S. V. 5, p. 253, ligne 27 : « ...C'est pour ça, je pense, dans nos projets et tout **qu'on est préoccupé le moyen puis le long terme de faire ce qu'il faut maintenant toujours pour être capable d'être au rendez-vous et au besoin de notre clientèle** à tous les points de vue. Et le jour où on va avoir brisé ce cycle-là, nos problèmes vont commencer et de façon grave. »

N.S. V. 6, p. 69, ligne 3 : (Régis) « Alors je pense qu'il faut voir, **on vise du long terme**, il ne faut pas vous le cacher, mais il y a des choses peut-être plus de **moyen terme, on peut dire trois à cinq ans**, mais la plupart, c'est des choses qui peuvent prendre quatre, cinq ans avant d'être développées. Puis à ce moment-là, quand on les applique, bien c'est évident, ça fait partie maintenant des nouvelles façons de faire. Alors donc ça **se répercute à long terme** pour TransÉnergie ».

N.S. V. 8, p. 239ss : « Donc comme le monsieur des prévisions vous a parlé hier, on reçoit des prévisions effectivement pour un horizon dix ans, pour avoir une idée qu'est-ce que ça peut impliquer pour les dix prochaines années. Mais on reçoit, et on fait avec eux, et avec le distributeur, différentes échelles de temps. Avant de faire, et ça ne garantit pas qu'on fait un investissement, c'est juste pour avoir quels sont les enjeux et comment ça peut évoluer dans le temps, et comment on serait capable d'y répondre à cette croissance-là. »

⁸⁸ R-3401-98, D-2000-102, p.35

Hydro-Québec's response to Question 5.2, presented on page 10 in the referenced document, must be viewed in combination with its response to the previous Question 5.1, which provides some background information for the investment amounts shown in the summary on page 10. Even with this supporting information, however, Response 5.2 still provides the Régie with an inadequate summary for purposes of assessing the reasonableness of TransÉnergie's planned transmission-related investments.

The information provided in Response 5.1 is apparently intended to explain how the annual investment amounts shown in Response 5.2 were derived, but the various components that make up the total investments are discussed in quite different degrees of detail. For example, the projected costs of asset maintenance activities related to substations are broken down into ten specific categories over the ten-year period from 1999 to 2008. A substantial amount of detail is provided for these actions to maintain existing equipment.

One would expect a similar degree of detail for investments that will result in new facilities – lines or substations. Such facilities traditionally receive greater scrutiny than asset maintenance activities, because they often have substantial impacts on people and on the environment, and also because there may be many alternative ways to provide the required service.

The information provided regarding such new investments is remarkably sparse, and, in our opinion, is clearly insufficient as a basis for meaningful review. We are told that 5700 MW of new generation is planned during the ten-year period to meet load growth. (This, incidentally, represents about 45% more generation than the apparent projected growth in load.) We then find statements that indicate that this will require significant investments in 735 kV facilities (689 km of new lines and substantial substation equipment additions). As for the costs, we are told only that investments in the main system due to load growth will be \$2,403 million through the ten-year period, and that investments needed to accommodate load growth in the regional grids amount to \$442 million. No data are provided as to the nature or size or location of any specific projects planned to accommodate load growth.

Such inadequate information leaves the Régie with no basis for making any judgments whatever about the reasonableness of the projected costs or their rate impacts.

In addition to the lack of detail in the response, TransÉnergie has presented information derived from a plan that is two years old, with warnings that it cannot be accepted at face value, since hypotheses and data have changed in the interim period. Given that the information presented is stated to be unreliable and perhaps misleading, one can only wonder why the adjustments weren't incorporated into the response. The sole example of a change in plans that is mentioned in the response is the postponement of the Gull Island Project, with no indication of what effect that might have on TransÉnergie's investments. No indication is provided as to what other hypotheses might have changed as well, or what the implications of these changes might be.

With appropriate caution, then, we can approach the table of numbers presented in Response 5.2 on page 10. (Here we are again warned by TransÉnergie not to take this information as representing current data.) Regardless of the accuracy of the information, the presentation is not sufficiently detailed to be responsive to the Régie's question about the effects of major investments on rates. One cannot determine, for instance, what is causing the rate to decrease (as it does in five of the seven years in the table) while substantial amounts of investment are being added. Surprisingly, the only large increase occurs in 2007, the year in which the smallest amount of investment is added. The investment for the previous year does not appear to be the cause of the large rate increase, since it is lower than the average annual investment from 2002 through 2006. The increase is said to be due to the now-suspended Gull Island Project, but the effect of that project cannot be measured from the available data. In fact, no effect can be measured for any project since no specific projects are identified anywhere in these two responses.

It is particularly surprising that no worksheets were filed to support the data provided in Response 5.2. The Régie is thus unable to verify the assumptions or the calculations used to derive the projected rate impacts.

As we stated in our testimony before the Régie on 19 April, 2001, we believe that more detailed information about specific projects would be helpful to the Régie in its efforts to determine whether TransÉnergie's rates are based on reasonable investments of capital. We discussed the practice followed by the regulatory agencies in some states in the U.S. of obtaining such detailed information in the context of rate cases and siting evaluation proceedings. For example, the Connecticut Siting Council requires each transmission owner to file a long-term transmission plan annually; the plan is normally incorporated into the record of rate proceedings as well. It identifies the facilities to be constructed or modified within the next ten years and explains the need for undertaking each project. Due to this annual filing, planned investments become part of the public record long before they are presented to the agencies for construction permits, allowing those agencies to focus on them while they are still in the planning phase. Combined with the projected transmission construction budget information that is normally requested in rate case proceedings, the agencies thus have ample time and opportunity to review the transmission owners' plans⁸⁹. (nos soulignés)

En résumé, les informations soumises par Hydro-Québec sont insuffisantes pour que la Régie et les intervenants puissent comprendre et vérifier la justesse et l'opportunité des investissements envisagés. Or, pour que la réglementation économique ait un sens et se fasse de manière organisée à travers le temps et les différents dossiers, il est essentiel de comprendre, valider et si nécessaire, contre-expertiser les affirmations des entreprises réglementées. Compte tenu de ces circonstances, ni les intervenants, ni la Régie ne sont en mesure de se prononcer sur la légitimité des montants alloués par Hydro-Québec aux investissements projetés.

Nous devons, à ce sujet, souligner que plusieurs intervenants de même que la Régie avaient espéré trouver dans le plan d'affaire d'Hydro-Québec des informations pertinentes sur la planification à long terme. Or, ce document auquel tous ont finalement renoncé ne contenait pas les informations recherchées. Les témoignages d'Hydro-Québec nous suggèrent que ces informations n'étaient pas disponibles outre ce qui appert au plan stratégique 2000-2004.⁹⁰ De plus, toujours selon les témoins d'Hydro-Québec, la disponibilité de ces informations serait conditionnelle au dépôt du plan d'approvisionnement qui sera soumis par le distributeur⁹¹. Or, ce plan d'approvisionnement, selon notre compréhension, vise l'excédent d'énergie qui sera

⁸⁹ Engagement numéro 4 du RNCREQ

⁹⁰ V.6.p.74.ligne17

requis après que la consommation de la charge locale aura atteint les 165TWh. Cette échéance est prévue pour 2005.⁹²

Il est fondamental que les données - qui sont essentielles pour fin d'évaluation de la planification et qui visent, entre autre, l'alimentation de la charge locale jusqu'en 2005 à tout le moins, de même que certaines autres ressources qui auraient à être développées pour des motifs commerciaux et tous investissements requis en matière de transport pouvant être effectués à l'extérieur du futur plan d'approvisionnement, (par exemple en matière de fiabilité, branchement de producteurs privés)- soient disponibles dans les plus brefs délais et que ces investissements et leurs alternatives soient envisagés à long terme et planifiés de manière à répondre aux prévisions sur un horizon de 10 ans.

De plus, l'obligation créée par l'article 5 de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable implique nécessairement que la Régie doit se préoccuper non seulement des impacts tarifaires des investissements dans le réseau de transport mais également de leurs impacts environnementaux et sociaux. Tout investissement qui concerne le futur du réseau de transport a, de par les investissements requis dans le présent, un impact. Cet impact est d'abord à court terme sur les tarifs mais également à long terme, à la fois sur l'état du réseau et sur les investissements futurs qui en découlent. Chaque décision prise aujourd'hui a, et aura, un impact et des conséquences sur le réseau, sur les tarifs, sur les conditions économiques, sociales et environnementales et sur les décisions devant être prises dans l'avenir. Chaque décision peut encourager ou court-circuiter le développement durable et/ou créer un impact tarifaire indu.

⁹¹ V.8.p.113 ligne 6 et ss

⁹² V.8.p.113.1.6 : « en vertu de l'article 72, le distributeur va devoir soumettre un plan d'approvisionnement. Vous savez également, en vertu de l'article 74, que le distributeur, une fois qu'il va avoir épuisé l'électricité patrimoniale qui est de cent soixante-cinq térawattheures (165 TWh), qui devrait suffire pour des besoins s'échelonnant d'ici deux mille cinq (2005), un peu plus, un peu moins selon les aléas de la température. Donc, vous savez que le distributeur va devoir soumettre un plan d'approvisionnement qui va couvrir une période de dix ans avec une prévision de la demande, ainsi le veut le projet de règlement actuel qui est également en circulation relatif à l'article 72. Donc, on a une perspective de dix ans sur l'évolution de la demande et l'évolution des besoins du distributeur, et on va commencer à cette étape-là à se poser la question, comment on alimente ces nouveaux besoins-là. »

Hydro-Québec a, à juste titre, soutenu qu'un réseau de transport doit être géré avec une vision à long terme. Il découle logiquement de cette prémisse que le réseau de transport doit être réglementé avec une vision à long terme. Cela est d'autant plus important si l'on considère que les solutions de rechange qui peuvent se présenter par rapport à un besoin d'ajouts de transport incluront probablement des solutions à la fois de l'offre (production) et de la demande (efficacité énergétique). L'autorité réglementaire devra concilier ces choix avec la vision à long terme qu'elle aura approuvée. À cet effet, M. Disher s'exprimait de la façon suivante :

... in order for the Régie to have a real say in the choice among a variety of transmission generation and demand side alternatives, it must be presented with a choice long before the service is required.⁹³

Nos experts ont cité en exemple dans leur preuve écrite, les procédures suivies dans diverses juridictions pour démontrer que l'examen réglementaire de la planification des réseaux de transport doit :

- a) tenir compte des options non-transport (production ou consommation),⁹⁴ et
- b) permettre l'implication du public⁹⁵.

Quoiqu' Hydro-Québec reconnaît que des investissements en production ou en conservation peuvent, dans certains cas, remplacer des investissements en transport⁹⁶, elle considère qu'il n'est pas de la responsabilité de TransÉnergie de considérer ses options non-transport, ni de s'assurer qu'elles soient évaluées pour fins de comparaison avec les ajouts qu'elle propose. Dans le cas où l'ajout servirait pour répondre aux besoins du distributeur, elle croit que c'est au distributeur de porter jugement.⁹⁷

⁹³ N.S., v. 11, p. 53.

⁹⁴ RNCREQ-18, p. 78 à 81.

⁹⁵ RNCREQ-18, p. 81 à 82.

⁹⁶ HQT-13, doc. 14, p. 25, p. 16.1.

⁹⁷ TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour répondre aux besoins du distributeur. Dans cette éventualité, c'est le distributeur qui aura fait ce choix d'un investissement en transport par exemple sécuriser l'alimentation d'un poste par bouclage, augmenter la capacité d'un poste, raccorder une nouvelle centrale suite à un contrat d'approvisionnement, plutôt qu'un investissement en efficacité énergétique ou en production décentralisée.

Dans les cas où TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour répondre aux besoins d'un producteur pour des ventes à un client qui n'est pas le distributeur, Hydro-Québec ne semble même pas admettre cette possibilité.⁹⁸

Enfin, lorsqu'il s'agit des ajouts apportés à son réseau par TransÉnergie « pour ses propres besoins (par exemple pour améliorer la fiabilité du réseau) », quoiqu'elle reconnaisse la *possibilité* d'autres solutions de rechange⁹⁹, il n'y a aucune preuve au dossier à l'effet que TransÉnergie s'est dotée d'un mécanisme quelconque pour identifier les alternatives non-transport.

Bref, TransÉnergie n'a aucunement démontré qu'elle procède à des analyses adéquates pour s'assurer que les ajouts qu'elle propose sont les solutions maximales pour prendre en considération tous les aspects du développement durable, soit l'économique, le social et l'environnemental.

À titre d'exemple, le projet de la ligne sous-fluvienne qui, faute d'études complètes des alternatives possibles et faute de prises en considération par le transporteur des enjeux et des conséquences environnementales préalablement aux audiences du BAPE, a mené à la construction d'une ligne temporaire afin de réaliser les ententes contractuelles¹⁰⁰.

⁹⁸ Ibid.

⁹⁹ Ibid., traitant du cas où « TransÉnergie doit apporter une addition ou une modification à son réseau pour ses propres besoins (par exemple pour améliorer la fiabilité du réseau) et aucune autre solution de rechange (efficacité énergétique, production décentralisée, etc.) n'est possible. »

¹⁰⁰ N.S., V.9.p.77 : aviez-vous fait des études complètes, pas juste économiques, là, mais également sur l'impact social et environnemental à la fois de la solution aérienne et de la solution sous-fluvienne?

N.S., V.9.p.78.1.1 : R. Ce volet-là, il est fait lors des audiences.

LE PRÉSIDENT :

La question n'est pas là. Elle vous demande si vous l'avez fait. Avant de soumettre le projet, est-ce que vous avez fait ces études -là? Puis vous répondez deux fois à côté.

M. DANIEL VAILLANT :

R. La réponse, c'est non.

N.S., V.9.p.81.1.2 (Vaillant)... Et, là, les audiences publiques ont mis un élément en jeu qui était la traversée sous-fluviale versus une ligne qui traversait le fleuve. Ça, ça change l'échéancier critique du projet.

Donc, plutôt que de tout retarder l'ensemble du processus d'investissements de plusieurs années...

..

(p.82), Mais en attendant, permettez-nous de passer par-dessus pour pouvoir réaliser les ententes à ce moment-là contractuelles, de rencontrer aussi la pointe en quatre-vingt-douze (92).

Dans le contexte actuel, il est inconcevable que Hydro-Québec ne procède pas de manière plus sérieuse et poussée à l'évaluation des alternatives qui comporteraient une plus grande marge de considérations sociales et environnementales et laisse au BAPE ou à la Régie l'entière responsabilité de colliger les informations pertinentes pour ces prises en compte. Il ne faut pas oublier que le BAPE est une instance qui regarde un projet à la fois et en fin de processus. Cet organisme agit davantage par des mesures de mitigation et non de planification sur les projets. Le mandat de la planification à court et moyen terme appartient à la Régie et à personne d'autre. De croire que le BAPE est une solution pour prendre en considération les enjeux environnementaux et sociaux dans ce contexte est illusoire.

Il appartient donc à la Régie d'imposer à TransÉnergie de prendre en compte ces considérations d'une manière plus poussée. La Régie devra également mettre en place des mécanismes de contrôle adéquats pour s'assurer que l'évolution du réseau de transport est cohérente avec la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.

Selon Hydro-Québec, cet exercice des pouvoirs réglementaires ne doit pas se faire dans le cadre des audiences tarifaires mais surtout à l'intérieur des demandes d'autorisation en vertu de l'article 73¹⁰¹.

M. Bastien explique ainsi sa compréhension du régime proposé dans le projet de règlement de la Régie :

Et je comprends aussi que l'idée générale ou le principe général, c'est que le transporteur a le fardeau de la preuve et il doit soumettre en vertu du projet de règlement actuellement en circulation une analyse de ce projet-là, une identification de la justification, des objectifs poursuivis, des impacts tarifaires, les coûts et donc les informations de base qu'on retrouve dans ce genre de recommandation-là, et sont les mêmes en fait que celles que l'on a à l'intérieur de l'entreprise au niveau de notre processus d'approbation interne, on retrouve les mêmes.

Et on a également dans ce projet de règlement-là l'idée que le requérant, celui qui propose le projet, doit également soumettre des solutions alternatives et expliquer pour quelle raison l'option qu'il recommande est la meilleure par rapport à d'autres qui auraient pu être envisagées.¹⁰²

¹⁰¹ Il fait également référence aux articles 72 et 74. N.S. V.8 p. 105 et ss.

¹⁰² N.S., V. 8, p. 107 et 108

Toutefois ce même témoin répond clairement non, à la question suivante :

Q. Est-ce que je dois comprendre de l'exposé que vous avez fait jeudi touchant les modalités d'approbation et le projet de règlement sous l'article 73 de la Loi, qu'il est de l'intention d'Hydro-Québec de déposer dans le cadre de chaque demande d'autorisation de projet votre plan de transport à moyen et long terme pour tout le réseau de manière à ce que la Régie puisse l'étudier et qu'elle puisse l'approuver ?

M. MICHEL BASTIEN :

R. La réponse, c'est non.¹⁰³

Il est donc très clair que les solutions alternatives qui seraient alors soumises ne seraient liées qu'au projet présenté et non dans le contexte de l'ensemble du réseau et de son évolution à long terme.

M. Bastien admet l'importance d'un regard à long terme pour les projets « mineurs » (de moins de 25 M \$)¹⁰⁴, mais ne propose aucun processus qui permettrait à la Régie d'avoir un tel regard sur l'ensemble des projets majeurs étudiés par TransÉnergie.

Dans ce sens, la proposition d'Hydro-Québec va à l'encontre de la pratique réglementaire courante aux États-Unis où, en plus de l'examen détaillé des « *siting councils* »¹⁰⁵, les plans de transport à long terme sont également examinés dans le cadre des audiences tarifaires :

V.11.p.58.l.14 : The public utility commissions in each of the six New England states regularly review forward looking for five to ten years capital construction budgets of the utilities in the context of rate cases. These construction budgets contain specific planned transmission projects, and major projects are reviewed in advance in that process.

V. 11, p.135.l.6 : the public utility commissions in their rate review process asked for information from the utilities regarding their capital construction budgets, going forward in time. And in providing that information, the utilities are expected to identify major capital projects.

V.11.p.144.l.13 The capital construction budget for the utility going forward in time, looking forward five to ten years in most States. And that capital budget will contain major transmission projects, as well as generation projects or whatever else, a new building, whatever they plan to do. So, in that context, the plan, the transmission facilities are presented to the regulatory agency

¹⁰³ N.S.V. 9, p. 43 lignes 4 et ss.

¹⁰⁴ “Il y aura une discussion avec une perspective et annuelle et multiannuelle puisque c'est d'assurer la pérennité du réseau de transport ce dont on parle, là, c'est bien plus que pour l'année témoin projetée ou l'année suivante, on a une perspective comme monsieur Régis l'a bien expliqué. Donc, on aura l'occasion de discuter de ces choses-là. Alors donc, on a déjà donc dans la loi actuelle un article qui va permettre de faire cette évaluation-là.” V.8., p. 109.

¹⁰⁵ Il est à noter que les N.S. ont souvent remplacé le terme “siting councils” dans le témoignage de M. Disher avec l'expression “deciding councils”.

and the regulatory rate review is by definition a public review. The public is a part of that process.

M. Disher a précisé qu'une analyse projet par projet ne serait pas adéquate :

Q. So, is a project-by-project analysis sufficient on its own to ensure that the societally cost-effective solutions are chosen?

A. On its own, I do not believe that it would be. However, as I just mentioned, it operates in parallel, in New England, with the ratemaking process in which long-term transmission plans are examined. Furthermore, in New England, there is yet another transmission planning process which provides for public review under the auspices of the Independent System Operator of the ISO. ...¹⁰⁶

À l'égard plus spécifiquement de la réglementation des tarifs, M. Bradford a avisé la Régie qu'il ne serait pas souhaitable d'exclure les considérations à long terme du processus tarifaire. D'une part, cela réduirait le processus de tarification à un simple exercice comptable et d'autre part, cela évacuerait le but profond de la réglementation tarifaire, soit d'orienter les décisions futures en matière d'investissements. À cet égard, M. Bradford indiquait :

A. If I might, agreeing with what Mr. Raphals has already said, still it is important to keep in mind that the tariff setting process cannot just be about allocating last year's costs. If one of the goals of tariff setting, and I think your own witnesses have indicated this to be the case, is to be influencing resource decisions in the future and in an effective way, then, the regulator is constantly considering the ways in which the tariffs will influence future resource allocation and searching for a tariff methodology that maximizes the efficiency with which the system is operated and built in the future.

In order to do that, you cannot exclude future transmission planning considerations from the tariff setting process. On the one hand, of course, for reasons of decisional efficiency, you only want to review the plans and approve the plans in one proceedings, but on the other hand, you certainly do not want to eliminate planning considerations, future considerations from the tariff setting process and turn it into a mere accounting exercise in which it simply distributes costs that have already been incurred.¹⁰⁷

Les consultations et les parties consultées pour les fins d'établir la planification sont également très importantes. En consultant le plus de parties concernées possibles, le transporteur s'assurera d'intégrer les considérations économiques, sociales et environnementales à sa planification ce qui permettra d'éviter des rejets de projets et le maximum possible d'impacts négatifs.

¹⁰⁶ V.11.p.59, l.16

¹⁰⁷ N.S., V. 11 p. 109 et 110

Nos experts ont suggéré que la Régie demande à TransÉnergie de consulter les parties intéressées avant de déposer son plan.¹⁰⁸ Nous croyons important de souligner les commentaires de M. Bradford à ce sujet :

from my own experience, I would be inclined to say that the greater degree of vertical integration, the greater degree of monopoly, the smaller the degree of customer choice, the higher the need for meaningful public involvement in the decision-making process.

Now one can concentrate that public involvement entirely at the Régie or at the governmental point of decision, and say the other entities don't need to do it. But that was a situation that did exist in New York for many years, and ultimately, the Commission began to require actually for the utilities to have -- this is not in transmission planning now, it is in customer service -- to have their own consumer advisory councils and to have meaningful meetings with them.

And the reason for it is because there were so many small decisions being taken by the utilities that suffered from a lack of informed judgement about the public, which wound up as disputes and controversies before the Commission, that it seemed better to move the public involvement process back a step in the chain to be sure that the utility itself was taking the public's views into account through semi-formal channels themselves, since the element of customer choice wasn't available, like the customers couldn't vote with their feet, if you will.

So there is a lot to be said for the proposition that the more concentrated the system, the more urgent the need for some mechanism for public inputs since there isn't going to be feedback in the form of customer choice.¹⁰⁹

Sur la base de ces témoignages, le RNCREQ recommande que la Régie :

- 1. convoque une audience consultative ayant pour but de déterminer les critères de base selon lesquels elle examinera la planification à long terme;¹¹⁰**
- 2. énonce et détermine préalablement au dépôt de la planification à long terme les critères de base sur lesquels elle examinera ce plan ;**
- 3. demande que TransÉnergie consulte les parties intéressées dans la préparation du plan¹¹¹ et;**
- 4. demande à TransÉnergie de présenter sa planification à long terme dans une phase préliminaire à l'intérieur des causes tarifaires futures ;**

¹⁰⁸ RNCREQ-18, p. 84.

¹⁰⁹ N.S., V. 11, p. 141 et 142

¹¹⁰ RNCREQ-18, p. 84.

¹¹¹ Ibid. ; v. 11, p. 50 à 51.

Lors de ses commentaires sur la preuve du RNCREQ, M. Bastien a reconnu qu'il était important de regarder la planification à long terme. Toutefois, il propose qu'il en soit traité à l'extérieur du processus tarifaire :

Ma compréhension à moi, c'est qu'il y a dans la Loi sur la Régie tout ce qu'il faut pour procéder à ce genre d'analyse-là mais pas nécessairement dans le cadre de l'article 49. Les articles que, moi, j'ai à l'esprit, ce sont les articles premièrement 73 et accessoirement, mais avec des conséquences importantes, les articles 72 et les articles 74.¹¹²

R. Ma compréhension à moi, c'est qu'au niveau des modalités d'approbation des additions à la base de tarification, il y a plusieurs mécanismes qui sont déjà prévus dans la loi, il y a plusieurs thèmes, il y a plusieurs articles qui sont identifiés, où clairement on va discuter de ces choses-là.

Alors, la proposition d'Hydro-Québec, c'est : parlons-en dans le cadre de ces mécanismes-là, plutôt que d'utiliser la cause tarifaire du transporteur, qui va être juste le résultat de ça, là, le transporteur va arriver avec sa base de tarification, il va dire : bien, là, on a des ajouts cette année, parce qu'il y a eu telle autorisation de donnée à telle année, sur tel projet, parce que le distributeur dans tel dossier a exprimé tel besoin, etc., on a le résultat ici; la vraie discussion, la discussion la plus intéressante sur ces questions-là, si on veut l'avoir d'une façon structurée, ordonnée, complète, c'est à travers les autres articles de la loi qu'on devrait les avoir.¹¹³

Le RNCREQ soumet respectueusement qu'aucun des processus mentionnés par M. Bastien ne peut remplacer une étude périodique de la planification à moyen et long terme de TransÉnergie tenue lors des audiences tarifaires.

5.3 L'article 73

Notre expert, M. Raphals, a bien expliqué en quoi les processus d'autorisation en vertu de l'article 73 ne seraient, ni suffisants et ni adéquats :

If I understood Hydro-Québec's witnesses correctly, it intends, in proceedings under Section 73, to present a proposed project in the context of the entire grid and to present the alternatives that were studied -- the alternatives to that project that were studied by TransÉnergie.

However, my understanding is that it will not present other additions that are planned for the grid for a later date and at other locations, nor the potential alternatives under study for those future additions. Thus, even though projects will be presented in the context of an integrated grid, the Régie will nevertheless not be shown the long-term plan but rather the proposed additions on a piecemeal basis.

Furthermore, it is my understanding that the timing of the request for authorization would be up to Hydro-Québec. It is thus to be expected that it will be relatively late in the planning process, when the key choices have already been made.

¹¹² N.S., V. 8, p. 106.

¹¹³ Ibid., p. 117 à 118..

To the extent that alternative solutions, especially those based on supply or demand side, as opposed to transmission investments, would require substantial time for detailed planning and implementation.

Thus, these options will very likely be foreclosed by the time that the hearing is held under Section 73, simply because they were not started soon enough to meet the expected need.

In other words, in order for the Régie to have a real say in the choice among a variety of transmission generation and demand side alternatives, it must be presented with a choice long before the service is required. It seems clear to us that proceedings under Section 73 will not provide this opportunity.¹¹⁴

Il a de plus expliqué en réponse à une question du procureur d'Hydro-Québec, que l'étude de la planification dans ce contexte ne créait pas de redondance.

Q. Why would it [regulatory review of the planning process] have to be done twice?

Mr. PHILIP RAPHALS:

A. Well, given that as we have been explained the way Hydro-Québec intends to make, present applications under Section 73, there will indeed be planning questions presented. Alternatives will be presented to the project for which authorization is sought. And so, in that sense, the same planning questions will be present in that hearing. But, again, my understanding from the testimony is that they will be presented only with respect to that particular investment unless -- of course, it is always possible that Hydro-Québec will seek approval several years in advance, but I do not think that we can expect that, so one issue is the timing, in the event that the Régie were to find that some of the alternatives were in reality at lower societal costs, there would still be a problem about, there could be a problem about implementing them.

But the more important question, just please let me finish, the more important question is that it is looking only at one investment, one proposed investment, rather than looking at the transmission planning horizon and all the expected needs that may come. And from what we now know, it seems to me very implausible that that would occur in a proceeding under Section 73.¹¹⁵

M. Raphals explique par la suite qu'une telle procédure aurait sans doute l'effet d'alléger les processus d'autorisation des projets individuels.

Q. But if planning were to be made in the way that you propose, do you not agree that it would only have to be done in one of those two instances?

A. I think that if our proposal were accepted and if there were an annual or a periodic review of the long-term transmission plan, that when it came time to authorize a project under Section 73, that hearing perhaps could be shorter and more efficient because the general principle would have been addressed earlier, in the same way that integrated resource planning made it more straightforward to authorize individual projects.¹¹⁶

5.4 Les articles 72 à 74

¹¹⁴ N.S., V. 11, p. 52 ligne 3;

¹¹⁵ N.S., V. 11, p. 103 lignes 24ss

¹¹⁶ N.S., V. 11, p. 104, lignes 25ss;

En suggérant que les processus prévus par les articles 72 à 74 pourraient combler la nécessité d'une vision d'ensemble de la planification à moyen et long terme du réseau de transport, Hydro-Québec commet deux erreurs :

- 1) Elle présume que, parce que le plan d'approvisionnement du distributeur doit couvrir une période de 10 ans, ceci suffira pour permettre l'étude d'une vue d'ensemble de l'évolution projetée du réseau de transport. Cette présomption est erronée car les ajouts reliés à la charge locale ne représentent qu'une fraction des additions et modifications au réseau de transport que TransÉnergie pourrait envisager pour la prochaine décennie.

Les ajouts de type 1, 2 et 4 — c'est-à-dire ceux où TransÉnergie doit apporter un ajout pour ses propres besoins, ceux où TransÉnergie doit apporter un ajout pour répondre aux besoins d'un producteur pour des ventes à un client qui n'est pas le distributeur, et ceux où TransÉnergie doit investir afin d'assurer la pérennité du réseau ¹¹⁷ — seraient a priori exclus des audiences en vertu des articles 72 à 74, n'étant pas reliés au service de la charge locale.

Hydro-Québec a longuement insisté, avec raison, sur le fait qu'un réseau de transport est un tout où chaque élément aura une influence sur les autres éléments. Il est donc impossible que des processus dont la portée est limitée à la charge locale puisse permettre à la Régie d'avoir une vision d'ensemble de l'évolution du réseau de transport.

D'autre part, le même témoin M. Bastien a mentionné qu'il est également possible que HQ-Production puisse offrir dans le cadre du plan d'approvisionnements, des blocs d'énergie venant de centrales déjà construites, ou à construire, sur une base commerciale. Autrement dit, HQ-Production peut construire des centrales pour des fins non réglementées et ensuite vendre l'énergie à la charge locale en vertu du plan d'approvisionnement. Dans une telle situation, le transport requis pour ces centrales

¹¹⁷ Voir HQT-3, doc. 1.1.2, p. 4.

aurait été autorisé en vertu de l'article 73, sans avoir été préalablement évalué dans la planification à long terme reliée au plan d'approvisionnements.

5.5 Conclusion

Pour toutes ces raisons, il est clair qu'aucun des processus mentionnés par Hydro-Québec, ni ceux reliés aux articles 72, 73 ou 74, ne peuvent donner à la Régie et aux intervenants, représentant l'intérêt public, une vision d'ensemble de l'évolution prévue du réseau de transport. Quoique individuellement ces différents processus puissent offrir une partie du portrait, ils n'offrent pas l'opportunité de faire une réflexion globale. De plus, au-delà des considérations déjà soulignées, les solutions proposées par Hydro-Québec ne permettent pas aux intervenants et à la Régie de s'immiscer et d'intervenir suffisamment tôt dans le processus pour qu'il soit réellement possible de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.

Le RNCREQ recommande que pour l'avenir, la Régie indique clairement qu'avant d'approuver les dépenses requises par Trans-Énergie pour modifications et ajouts au réseau de transport, elle devra pouvoir comprendre pleinement le cadre des projets à long terme (10 ans) dans lequel ces dépenses s'inscrivent et ce, tant pour la fiabilité, la pérennité que pour la croissance du réseau (que cette croissance soit pour la charge locale ou la desserte d'autres charges ou le service à des producteurs privés).

Trans-Énergie n'ayant pas à ce jour préparé de planification à long terme qui lui soit propre, **le RNCREQ recommande à la Régie :**

- 1) d'ordonner à Trans-Énergie de préparer sa planification à long terme pour une période de 10ans, d'ajuster cette planification selon les prévisions de manière annuelle et de procéder au dépôt de cette planification auprès de la Régie ;**
- 2) qu'il tienne une audience publique sur le sujet ;**

3) d'ordonner à TransÉnergie d'inclure clairement dans sa planification les enjeux économiques, environnementaux et sociaux.

Cette planification permettra à la Régie :

- 1) d'évaluer les alternatives qui ont été envisagées à titre de solution et les motifs de leur rejet. En autant que cela est possible, les solutions non-transport devront être privilégiées ;
- 2) d'approuver cette planification et de consulter les parties intéressées à ce sujet ;
- 3) de s'assurer que l'urgence ne puisse dicter des décisions ou des choix de projets par défaut d'alternatives réalisables dans les délais requis.

Un réseau de transport, c'est un tout qui doit être géré comme tel et ne doit être géré uniquement à la pièce, projet par projet. Cette gestion doit se faire dans une perspective de développement durable et non uniquement dans une perspective économique car à long terme cette dernière approche ne pourrait s'avérer que beaucoup plus coûteuse.

6. Thème 4 – Revenus requis

6.1 Traitement des ajouts

Six projets n'ayant pas reçus les approbations nécessaires, au moment de la préparation de la preuve en chef d'Hydro-Québec, se retrouvent dans la base de tarification proposée du transporteur.

Or, dans sa décision D-2000-102, la Régie avait clairement spécifié que :

Les additions aux immobilisations qui n'auront pas déjà fait l'objet d'une approbation spécifique devront faire l'objet d'une présentation plus détaillée, incluant les alternatives et leur coût ainsi qu'une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus.¹¹⁸

En date du 14 mai 2001, le statut de ces projets était selon Hydro-Québec :

- Boucle montréalaise, Poste Hertel et Boucle outaouaise: Autorisations requises pour mars 2001, mais pas encore obtenues;
- Renforcement des réseaux régionaux : Aucune mise en exploitation prévue pour 2001;
- Poste La Baie : Décret livré le 4 avril 2001;
- Grand Brulé/Saint-Sauveur : Aucune mise en exploitation prévue pour 2001^{119,120}

En conséquence, nous sommes d'avis que tous ces projets à l'exception du Poste La Baie doivent être exclus de la base de tarification de TransÉnergie pour 2001.

M. Bastien a souligné lors des audiences qu'Hydro-Québec ne modifierait pas la base de tarification en fonction d'une décision à venir:

Notre proposition à nous, Hydro-Québec, c'est de ne pas modifier la base de tarification en fonction d'une décision que l'on ne connaît pas.

¹¹⁸ R-3401-98, D-2000-102, p. 44.

¹¹⁹ HQT-7, document 4.2.1.

¹²⁰ Depuis, le gouvernement a annoncé qu'il n'autorisera pas cette ligne.

On ne connaît pas ni le moment où ça va être pris, la nature de cette décision-là et ni, et toute information nouvelle qui s'est rajoutée depuis qu'on a déposé le dossier, le quinze (15) août, on vit avec.

Notre proposition à nous, là, c'est que ni à la hausse ni à la baisse, on va modifier, nous, on propose de modifier, de nous-mêmes, les données que l'on a déposées pour l'année témoin projetée deux mille un (2001).

Et ça comprend les investissements qui ont un impact sur la base de tarification qui sont associés aux projets qui nécessitent encore un décret du gouvernement du Québec, que l'on n'a pas eu à ce jour.¹²¹

Hydro-Québec maintient que ces 6 projets doivent être inclus dans sa base de tarification. Elle appuie cette prétention sur son interprétation des articles 164.1 et 49. Elle soutient :

La présomption de ce nouvel article 164.1 de la Loi sur la Régie 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 précitée, 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. Le dossier tarifaire déposé par Hydro-Québec au soutien de la demande tarifaire du transporteur d'électricité contient ces informations.¹²²

Cet énoncé omet de mentionner que ces actifs doivent également être *en exploitation*. De plus, l'affirmation faite relativement à la Décision D-2000-102 n'est pas textuelle. Hydro-Québec ne nous réfère d'ailleurs à aucune partie ou page spécifique de cette décision. Nous vous soumettons que cette affirmation est erronée et n'est pas conforme au sens et au contenu de la décision D-200-102. Au contraire, celle-ci stipulait clairement :

La Régie est d'avis que l'application de la Directive exige qu'Hydro-Québec fasse la preuve :

- que les actifs inclus dans la base de tarification font partie du réseau de transport d'électricité;
- que ces actifs sont inscrits aux registres comptables d'Hydro-Québec;
- que les actifs ont été autorisés par le gouvernement lorsque requis;
- et dépose en preuve un sommaire des registres comptables contenant les informations pertinentes à la présente cause avec un niveau de détails qui permet à la Régie de donner suite à la présente décision;¹²³

Et,

Les additions aux immobilisations qui n'auront pas déjà fait l'objet d'une approbation spécifique devront faire l'objet d'une présentation plus détaillée, incluant les alternatives et leur

¹²¹ N.S. ,V. 31, p. 299 et 300

¹²² Argumentation d'Hydro-Québec, p. 22.

¹²³ R-3401-98, D-2000-102, p. 12.

coût ainsi qu'une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus. Hydro-Québec devra également fournir l'approbation obtenue pour chaque addition.¹²⁴

De plus, suites aux demandes de renseignements supplémentaires du RNCREQ, la Régie dans sa décision D-2000-214 commentait ainsi les informations soumises par Hydro-Québec :

La description des projets d'additions est nettement insuffisante; dans plusieurs cas l'information ne permet même pas de comprendre de quels investissements il s'agit;

. Pour les additions aux immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une approbation spécifique, l'information présentée n'est pas plus détaillée et n'inclut ni alternatives, ni justification de prudence et du moindre coût des choix retenus.¹²⁵

La Régie poursuivait et ordonnait à Hydro-Québec de :

... déposer les informations suivantes, en distinguant les additions en fonction des deux catégories identifiées ci-après :

A) Les additions qui, selon Hydro-Québec, devraient être considérées, à ce jour, comme réputées prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de transport en vertu des lois en vigueur, en indiquant pour chaque addition la référence à la ou les disposition(s) législative(s) pertinente(s) et l'identification précise des conditions énoncées à la disposition auxquelles l'immobilisation répond, ainsi qu'une description compréhensible de ces additions;

B) Pour les autres additions aux immobilisations, en les présentant soit de façon regroupée par catégorie ou finalité, ou soit par projet spécifique lorsqu'il s'agit d'une addition dont le coût total est important par rapport aux autres : fournir une description plus détaillée de ces additions incluant les alternatives et leur coût ainsi qu'une justification de la prudence et du moindre coût des choix retenus.¹²⁶

Malgré ces ordonnances, Hydro-Québec n'a fait aucune démonstration de l'octroi d'une autorisation spécifique pour ces projets. De l'admission de son témoin M. Bastien, elle n'a pas non plus offert de preuve sur la justification de prudence et du moindre coût.

Alors, je vais vous simplifier beaucoup, beaucoup les choses. Il n'y a rien dans la preuve en termes de justification ou en termes d'options alternatives, en termes de documentation, de critère, quel que soit le critère qu'on peut avoir à l'esprit qui permet d'analyser, d'évaluer ou de justifier l'un ou l'autre de ces six projets-là.¹²⁷

Nous vous soumettons que l'article 164.1 n'est pas applicable en l'instance. Au moment du dépôt de la demande tarifaire, ces actifs n'étaient pas en exploitation et n'avaient pas

¹²⁴ R-3401-98, D-2000-102, p. 44.

¹²⁵ R-3401-98, D-2000-214, p. 32.

¹²⁶ R-3401-98, D-2000-214, p. 33.

¹²⁷ N.S., v. 16, p. 188.

reçu les autorisations demandées. En conséquence, l'article 49 alinéa 1 leur étaient applicable. Hydro-Québec devait présenter les alternatives et les justifications de prudence et du moindre coût requises par la Régie.¹²⁸

L'article 164.1 est un article qui crée une exception par rapport à la règle générale contenue à l'article 49 alinéa 1. À ce titre, il doit être interprété de manière stricte et restrictive.¹²⁹ Or, l'une des conditions établies par le texte de l'article 164.1 pour qu'il reçoive application est que les actifs visés doivent être en exploitation. Il n'est aucunement en preuve qu'ils soient en exploitation. Une autre condition est qu'ils doivent avoir été, soit exemptés d'autorisation ou en avoir reçu une. Il n'est aucunement en preuve, sauf pour le projet La Baie, qu'une ou l'autre de ces conditions soit remplie. Il est clair qu'une simple demande d'autorisation ne constitue pas une autorisation ou une exemption d'autorisation.

Le meilleur exemple au soutien de notre position est le cas de la ligne Grand Brûlé - Saint Saveur, des actifs hypothétiques qui ne seront pas construits.

Une telle interprétation concorde d'ailleurs avec l'opinion de nos experts :

The framework by which the Government of Québec will evaluate the prudence and least-cost nature of these investments by Hydro-Québec, without any of the benefits of independent and transparent regulation, is unlikely to produce satisfactory results, even in the best of cases. Since the Government is both the shareholder that would suffer if an investment were disallowed and the entity with the power to grant a preemptive approval, its incentive to grant such approvals is overwhelming.¹³⁰

Ils recommandaient que dans le cas des installations présumées prudemment acquises et au moindre coût, une interprétation stricte et limitée soit utilisée, à savoir :

Since Hydro-Québec has presented no evidence to show that these investments were prudently acquired and are useful for the operation of its transmission system, and since they are not at this time exempted from the requirements of s. 49(1) under s. 164.1, the Régie should remove these assets from Hydro-Québec's 2001 ratebase. No other course will make clear to Hydro-Québec that the least-cost and prudence responsibilities of the Régie are every bit as serious as

¹²⁸ R-3401-98, D-2000-102, p. 44.

¹²⁹ Voir la Section de la présente argumentation sur cet article et sur l'article 49.

¹³⁰ Rapport des experts du RNCREQ, p.63

they would be in comparable regulatory agencies elsewhere and that they cannot be disrespected in anticipation of some future order from the government.¹³¹

La position d'Hydro-Québec est donc sans fondement en fait et en droit.

Considérant qu'Hydro-Québec n'a offert aucune justification pour l'inclusion dans la base tarifaire de ces projets et que l'article 164.1 ne saurait s'appliquer à ces projets :

Le RNCREQ recommande à la Régie d'exclure ces cinq projets de la base de tarification du transporteur pour l'année 2001 et de réduire la base de tarification en conséquence.

6.2 Transactions inter-affiliées

6.2.1 Cas d'espèces : Coûts reliés à la télécommunication (Connexim)

Depuis le début des audiences, le RNCREQ a tenté de bien comprendre la ou les transactions impliquant la cession des actifs à Connexim, une affiliée dans laquelle Hydro-Québec a un intérêt de 50 %. Nous cherchions d'abord à nous assurer que cette transaction ne créait pas d'effets négatifs pour les consommateurs réglementés et ensuite, nous voulions illustrer les dangers potentiels reliés aux transactions entre les parties réglementées et non-réglementées d'Hydro-Québec ou entre le réglementé et les affiliés.

Nous avons été handicapés dans notre recherche par le refus d'Hydro-Québec de répondre à nos demandes de renseignements supplémentaires numéro 2, question 9.3.4 a), b) et question 9.3.5 a).

Dans sa décision D-2000-214, la Régie s'est abstenue d'ordonner à Hydro-Québec de répondre à ces questions, sur la foi de l'affirmation de la demanderesse à l'effet que la transaction avait eu lieu avant que la Régie n'acquière sa juridiction :

¹³¹ Rapport des experts du RNCREQ, RNCREQ-18 , p.63

Hydro-Québec prétend que cette information déborde le cadre de l'audience puisque les transactions de vente ont eu lieu avant que la Régie n'acquière sa juridiction.¹³²

Les données requises par le RNCREQ à la demande de renseignements supplémentaire numéro 2) Q 9.3.4a), b) et Q 9.3.5a), document 2, section 1 sur des transactions avec Connexim antérieures à la date où la Régie a acquis sa juridiction n'ont pas d'influence sur la détermination du revenu requis et ne sont donc pas pertinentes.¹³³

Or, lors de l'audience du 26 avril 2001, le témoin d'Hydro-Québec a reconnu que les transactions concernant Connexim ont été finalisées en janvier 1999, sur la base d'une entente en principe conclue en juillet 1998¹³⁴. Ces deux dates sont postérieures à celle du 1 mai 1998, date à laquelle la Régie est entrée en fonction. Constatant ces faits, la Régie a permis que le RNCREQ adresse à Hydro-Québec des questions sur Connexim.

LE PRÉSIDENT :

Alors, la Régie estime que les questions concernant Connexim peuvent être posées dans la mesure où elles visent un impact sur la base tarifaire. Par contre, la question d'approbation qui est prévue à l'article 73 n'est pas en cause ici. Il n'y a pas personne qui cherche à faire autoriser la transaction de Connexim. Et le contenu de la transaction ne nous intéresse pas non plus. On veut savoir l'impact sur la base tarifaire, mais pas plus que ça.

Alors, votre objection est rejetée en partie parce que, quand on a dit « acquis sa juridiction », ce n'était pas en fonction de 73, mais en fonction de la juridiction sur la tarification et on va autoriser la question de maître Sicard dans la mesure où on cherche à voir c'est quoi l'impact de Connexim sur la base tarifaire... sur le revenu requis, excusez.¹³⁵

Malheureusement, cette autorisation obtenue tardivement en cours de dossier a perturbé nos possibilités d'analyser et d'examiner les conséquences de la transaction.

Hydro-Québec maintient que l'effet de la transaction a été de réduire le coût de service. Or il n'y a aucune preuve au soutien de cette affirmation qui permette à la Régie ou aux intervenants d'en vérifier la justesse. Plus précisément, il nous est impossible de connaître et d'évaluer les coûts qui, n'eut été de cette transaction, auraient été facturés par DPTI pour l'utilisation des ces actifs. Il aurait été essentiel de pouvoir le vérifier.

Il est clair que le prix du transfert était basé, non pas sur la valeur des actifs sur le marché, mais sur leur valeur aux livres, même si Hydro-Québec la décrit comme une

¹³² D-2000-214, p. 69.

¹³³ Ibid., p. 70.

¹³⁴ N.S., v. 14, p. 232.

valeur marchande¹³⁶. De fait, l'amortissement qui apparaissait aux livres a même été révisé au bénéfice des acheteurs avant que la vente n'ait lieu¹³⁷. Il appert qu'aucun effort n'a été fait pour établir la valeur que ces actifs auraient eu s'ils avaient été vendus sur un marché libre.

I understand that this pricing formula was proposed in an independent evaluation agreed to by both Hydro-Québec and Bell for the purposes of creating the joint venture Connexim. But that does not in itself make it a market value.

Indeed there is no reason to believe that either company would have been willing to sell these assets at prices determined in this way to a non-affiliated company. The concerns that we raise in this regard therefore remain.¹³⁸

Un facteur qui complique cette analyse est qu'au moment où Hydro-Québec cédait des actifs à Connexim, elle procédait dans une transaction distincte à la cession à Bell Canada de l'utilisation de la capacité excédentaire du réseau de télécommunications.

Q. Maintenant, quand on a vu tout à l'heure que Hydro-Québec permet à Bell Canada d'utiliser l'excédentaire, ça n'a rien à voir avec ça ici?

R. C'est totalement différent.

Q. Complètement...

R. Ici, on parle, en page 15, on parle de Connexim, qui est un contrat; ce dont on parlait tantôt, la capacité excédentaire est un contrat totalement différent et directement avec Bell.¹³⁹

¹³⁵ N.S., v. 14, p. 243 à 244.

¹³⁶ N.S., v. 14, p. 245.

¹³⁷ N.S., V. 15 p. 219 et ss : Si on avait fait la transaction à la valeur aux livres, pour la partie qui impliquait Hydro-Québec bien sûr, et c'était exactement la valeur aux livres, est-ce qu'il y aura des répercussions sur les montants des revenus requis de DPTI pour l'an deux mille un (2001)?

M. PHILIPPE BIRON :

R. Moi, je pense que ce dont il faut être conscients en premier, à plusieurs occasions, on a parlé d'un programme de révision de durée de vie, programme qui s'est appliqué pour les actifs télécommunications qui sont restés, qui sont toujours Hydro-Québec. Ce programme -là, de mémoire, a eu pour effet, au cours des trois ou quatre dernières années, d'amener des charges additionnelles de l'ordre de cent cinquante millions (150 M\$).

...(p.220.1.18)

On reconnaît que la durée de vie réelle d'équipements comme ça était trop longue, on a raccourci ça, j'ai donné des exemples hier dans ma présentation, et ça a amené des coûts additionnels.

Le même programme, si on n'avait pas fait la transaction avec Connexim, se serait appliqué aux équipements de télécommunications de service. Et je vais vous dire que s'il y a une différence, c'est

...(p.221.1.5) Alors cette différence-là, elle est prise avant la transaction. Elle est répartie sur trois point huit (3,8) années, années qui sont quatre-vingt-dix-neuf (99), deux mille (2000), deux mille un (2001) et un petit bout de deux mille deux (2002)..qu'il faut comprendre de ça, c'est que l'écart entre la juste valeur marchande et la valeur aux livres qu'on a après révision de durée de vie est un écart, il n'y a pas d'écart à ce moment-là. L'écart est parce qu'on fait une révision de durée de vie.

¹³⁸ N.S., v. 17, p. 149 à 150.

Hydro-Québec a procédé à plusieurs transactions simultanément, à savoir : 1) la création d'une nouvelle entité (Connexim) en associant Bell Canada et Hydro-Québec; 2) la cession par Hydro-Québec d'actifs à Connexim et; 3) la cession par Hydro-Québec de l'usage de certains actifs à Bell Canada. Elles nous apparaissent suffisantes en soi pour être inquiétant lorsque l'on constate que tous les actifs en cause sont des actifs de télécommunication, qui ont été construite principalement pour desservir les besoins du réseau de transport¹⁴⁰. Dans de pareilles circonstances, il est possible à l'intérieur d'une seule transaction de transférer des actifs de l'entité réglementée à l'actionnaire en augmentant les profits de l'entité non réglementé par exemple, en réalisant le transfert d'actifs à un prix relativement bas et la facturation des services à un prix relativement haut.

De plus le fait que ces transactions se fassent simultanément, élargie pour Hydro-Québec la possibilité d'obtenir des revenus qui ne seront pas inclus dans les calculs des revenus requis. Selon notre analyse, tous revenus qui découlent de l'exploitation des actifs de télécommunication devraient être pris en considération pour réduire le coût du service de transport.

Nous croyons que la décision d'Hydro-Québec d'affecter ses actifs de télécommunication à la DPTI et de ne pas les inclure dans la base de tarification du transporteur, réduit grandement le degré de transparence requis quant aux transferts de ces actifs. Nous sommes d'avis que les actifs de télécommunication devraient faire partie de la base de tarification du transporteur d'électricité, qui, selon l'art. 49(1) de la *Loi*, doit être établie par la Régie

en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité...

¹³⁹ N.S., v. 14, p. 234.

¹⁴⁰ «Oui, le réseau de télécommunications fut à l'origine construit pour répondre aux besoins du réseau électrique de l'entreprise intégrée qu'était alors Hydro-Québec.» HQT-13, doc. 14, p. 125, R111.2.

Il n'est aucunement mis en doute ou contredit que les actifs de télécommunication sont utiles pour l'exploitation du réseau de transport¹⁴¹. D'ailleurs selon Hydro-Québec, la division transport assume près de 83% des ces frais. De plus, selon les témoignages d'Hydro-Québec, règle générale, si une division utilisait plus de 50% d'un actif, cet actif lui est assigné. Dans cet esprit et celui de la Loi, les actifs de télécommunication devraient faire partie de la base de tarification du transporteur et ce, même si Hydro-Québec préfère, pour des fins administratives, qu'ils soient gérés par le DPTI plutôt que par TransÉnergie. La cession des actifs qui ont été vendus à Connexim devra donc être traitée selon la méthode usuelle, à savoir:

Lors de la cession d'immobilisations, le coût de ces dernières et celui de leur démantèlement, déduction faite de l'amortissement cumulé et de la valeur de récupération, sont imputés à un compte distinct et amortis sur une période maximale de 10 ans, selon la méthode à intérêts composés, au taux de 3%.¹⁴²

Ces actifs ayant apparemment été vendu à un prix basé sur la valeur aux livres, équivalente au coût d'origine moins l'amortissement cumulé, le coût net à amortir serait près de zéro.

Toutefois, nos experts ont suggéré que Hydro-Québec aurait pu obtenir une valeur plus élevée pour ces actifs, mais ne l'a pas fait. Elle a privé le consommateur d'un bénéfice équivalent au coût net négatif. Car, en amortissant ce coût net négatif sur quelques années, les consommateurs auraient reçu un bénéfice sur la valeur de ces actifs qu'ils perdaient avec la cession.¹⁴³

¹⁴¹ N.S., V. 9, p. 74 à 75:

Q. Maintenant, si j'ai bien compris, le CCR, c'est nécessaire pour l'exploitation du réseau de transport?

R. Entre autres.

Q. O.K. ...

Est-ce que je dois comprendre donc que les centres de téléconduite sont également nécessaires à l'exploitation du réseau de transport?

R. Oui.

Q. Et quant au réseau de télécommunication avec lequel vous communiquez avec les centres de téléconduite, est-ce que ça aussi c'est nécessaire à l'exploitation du réseau de transport?

R. C'est nécessaire pour pouvoir acheminer les informations, oui.

Q. Mais vous ne pourriez pas exploiter ou opérer votre réseau, là, sans tous ces outils -là?

R. Non.

¹⁴² HQT-5, doc. 1, p. 5.

Tout gain sur la valeur des actifs construits pour les besoins des consommateurs réglementés, au-delà de la valeur aux livres, doivent leurs être retourné.

M. Bradford a expliqué que, si la politique réglementaire est telle que le consommateur réglementé doit assumer les pertes lorsque des actifs sont cédés pour moins que leur valeur aux livres, il ne serait pas équitable de ne pas leur retourner les bénéfices dans les cas où les actifs réglementés sont cédés pour plus que leur valeur.¹⁴⁴

La politique de cession citée ci-dessus a précisément l'effet de faire payer au consommateur réglementé la différence entre le prix de cession et la valeur aux livres, lorsqu'un actif est cédé pour moins que sa valeur comptable. Il est donc entièrement approprié qu'il en retire un bénéfice si la valeur marchande est plus élevée.

Finalement, nos experts ont suggéré que si les actifs de télécommunication ont été cédés à Connexim pour une valeur moindre que leur véritable valeur marchande, la Régie devrait reconnaître cette valeur marchande comme le prix de cession.¹⁴⁵ Toutefois, il appert que sur la base des informations fournies par Hydro-Québec, il est impossible de déterminer si le prix de cette cession représentait la juste valeur des actifs sur le marché.

Considérant l'insuffisance des informations recueillies et les conséquences d'une telle transaction et des principes qui la sous tendent, le RNCREQ recommande que la Régie ouvre une enquête sur cette transaction, en vertu de ses pouvoirs selon l'article 35 de la *Loi*. Dans le cas où cette enquête démontrerait une perte de valeur de la part de l'entité réglementée (le transporteur), des ajustements devraient être faits dans le cadre de causes tarifaires futures.

6.2.2 Cas général : L'encadrement des transactions inter-affiliées

¹⁴³ RNCREQ-18, p. 66 à 67.

¹⁴⁴ N.S., v. 17, p. 168 à 169.

¹⁴⁵ RNCREQ-18, p. 66.

Tel que démontré lors des audiences et dans le rapport de nos experts, la transaction *Connexim* soulève plusieurs doutes et inquiétudes. Ceci concerne à la fois les transactions entre affiliées, les relations entre les entités réglementées et non réglementé et l'allocation des actifs entre le réglementé et le non réglementé. Or, tous ces sujets se doivent d'être adressés dans les plus brefs délais.

La preuve du RNCREQ

Notre expert, M. Bradford, a expliqué que des transactions douteuses (mais non illégales) entre affiliés sont en réalité très communes dans l'histoire de la réglementation économique :

These investigations though are just the latest in a long history of questionable affiliate transactions in U.S. regulatory history, some of these over-charged customers to benefit investors, others to benefit competitive affiliates.¹⁴⁶

Manipulation of interaffiliate relationships, including relationships involving transmission networks, is a real and a continuing problem for regulators everywhere. When you only read FERC's inquiry into the formation of regional transmission organizations to discover a history of the ways in which such manipulations continue in the U.S., more generally not a year went by, in the twenty-five (25) years in which I regulated utilities, without a significant example, and usually more than one, of such conduct in the U.S. utility industry.

And it's important to make clear that these are not necessarily instances of lawbreaking. They are simply instances in which parties took natural advantage of the opportunities provided by the combining of essential bottleneck monopoly facilities with competitive activities.¹⁴⁷

Il a spécifié :

As I indicated, overcharging of monopoly customers and subsidizing competitive affiliates is no mere hypothetical concern. It is an ongoing and a pervasive phenomenon wherever companies in control of essential monopoly facilities are engaged in competitive activities.¹⁴⁸

Dans ce contexte, le RNCREQ fait sien la recommandation de ses experts que la Régie se dote d'un code de conduite pour protéger le consommateur réglementé contre tout interfinancement:

The issues of interaffiliate transactions raised by the dealings with Connexim are likely to recur in many guises in the future. It will be important for the Régie to develop a full set of standards

¹⁴⁶ N.S., v. 17, p. 143.

¹⁴⁷ N.S., v. 11, p.45 et 46.

¹⁴⁸ N.S., v. 11, p. 47.

of conduct to govern such transactions in order to protect Québec customers and give credible assurance that cross-subsidy is not occurring.¹⁴⁹

M. Bradford a pris soin de souligner les limites de codes de conduite. Il a fait référence à ce qu'en dit l'ancien chef de la division *Anti-Trust* du Département de Justice du gouvernement fédéral américain.¹⁵⁰ Selon lui, c'est dans les cas où les activités monopolistiques (réglementés) et concurrentielles sont réalisées par des compagnies distinctes que les consommateurs sont le mieux protégés. Une approche un peu moins efficace est de séparer ces activités dans des filiales distinctes. Mais, lorsque des activités monopolistiques et concurrentielles co-habitent dans une même entreprise, comme c'est le cas pour Hydro-Québec, et n'ont qu'une politique de séparation fonctionnelle, M. Bradford considère un code de conduite comme un minimum essentiel :

The most effective remedy is to require divestiture of competitive from monopoly activities. Less effective is a requirement for full structural separation, that is the conducting of competitive businesses through separate subsidiaries. Where competitive and regulated monopoly, to say nothing of unregulated monopoly, activities are carried on within the same business with only functional separation keeping them apart, a code of conduct to guide transactions and interactions among these entities seems the essential minimum to protect those customers and customer choice.¹⁵¹

Nos experts ont donc suggéré que la Régie procède à élaborer un tel code de conduite en convoquant une audience générique à ce sujet, en rédigeant un projet de code qui serait examiné lors d'une telle audience.¹⁵² Ils ont de plus fourni une liste de quatorze sujets qu'un tel code devrait aborder, soit :

- a) la reddition de comptes sur toute transaction entre les parties réglementée et non réglementés d'Hydro-Québec,
- b) les principes qui les sous-tendent (ex. le principe d'asymétrie),
- c) la partage d'employés, d'information, de bureaux ou d'équipement,
- d) l'utilisation du nom « Hydro-Québec » par toute division ou filiale engagée dans des activités concurrentielles,
- e) l'accès aux livres des entités non réglementées par la Régie,
- f) l'interdiction de tout traitement discriminatoire ou préférentiel par des entités réglementées,

¹⁴⁹ RNCREQ-18, p. 67.

¹⁵⁰ N.S., v. 11, p. 46.

¹⁵¹ N.S., v. 11, p. 47. Notons que des erreurs de ponctuation dans les N.S. ont dénaturé quelque peu les propos de M. Bradford. Notre citation corrige ces erreurs.

¹⁵² RNCREQ-19, p. 22 à 23, en réponse à la question 10.2 de la Régie.

- g) l'interdiction de tout lien entre des services réglementés et le choix d'un affilié d'Hydro-Québec comme fournisseur d'un service concurrentiel,
- h) l'interdiction de toute activité conjointe de publicité ou de marketing entre les entités réglementées et non réglementés,
- i) la tenue de livres distinctes pour toute activité réglementée,
- j) la mise en application et les pénalités,
- k) procédures de résolution de différends.

En même temps, ils ont précisé que ces sujets sont tous inter-reliées :

In our view, these concerns are all inter-related and should be addressed at the same time. Like links in a chain, all these elements need these to be secure enough to prevent abuse.¹⁵³

Pour assister la Régie dans la préparation d'un tel projet, ils ont annexé à leur rapport d'expert un document élaboré par un comité de la «National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) sous le titre, « *Guidelines for Cost Allocations and Affiliate Transactions* ». ¹⁵⁴ Ces « *Guidelines* » intègrent notamment le « *asymmetric pricing principle* », favorisé par nos experts qui le définissent ainsi :

all sales or leases (other than regulated utility services) from a regulated entity to an unregulated subsidiary should be at the higher of book or market value, while all transactions going the other way should be at the lower of book or market.¹⁵⁵

M. Bradford explique la justification d'un tel principe dans les termes suivants :

This last provision is fair because a utility customer would pay no more than book value if assets were not transferred from the utility to an affiliate, and because the utility shareholder is entitled to no more than a return of invested capital plus compensation for the use of that capital, and because, in the case of services sold back to the utility at a market value below book, the possibility of loss should go where the possibility of gain has gone.¹⁵⁶

Les « *Guidelines* » de NARUC intègrent ce principe dans les termes suivants :

1. Generally, the price for services, products and the use of assets provided by a regulated entity to its non-regulated affiliates should be at the higher of fully allocated costs or prevailing market prices. Under appropriate circumstances, prices could be based on incremental cost, or other pricing mechanisms as determined by the regulator.

¹⁵³ RNCREQ-19, p. 22, réponse 10.1.

¹⁵⁴ RNCREQ-18, Annexe 1.

¹⁵⁵ RNCREQ-19, p. 21.

¹⁵⁶ N.S., v. 17, p. 146.

2. Generally, the price for services, products and the use of assets provided by a non-regulated affiliate to a regulated affiliate should be at the lower of fully allocated cost or prevailing market prices. Under appropriate circumstances, prices could be based on incremental cost, or other pricing mechanisms as determined by the regulator.

3. Generally, transfer of a capital asset from the utility to its non-regulated affiliate should be at the greater of prevailing market price or net book value, except as otherwise required by law or regulation. Generally, transfer of assets from an affiliate to the utility should be at the lower of prevailing market price or net book value, except as otherwise required by law or regulation. To determine prevailing market value, an appraisal should be required at certain value thresholds as determined by regulators.¹⁵⁷

M. Bradford a attiré l'attention de la Régie sur d'autres dispositions de ce « *Guidelines* » qui sont particulièrement pertinentes dans le contexte québécois surtout à la lumière de la transaction Connexim discutée ci-dessus, notamment la documentation et les vérifications comptables. Il cite le document de NARUC à l'effet que le régulateur doit avoir accès à une information complète concernant toute transaction entre le service réglementé et ses affiliés, et il commente :

It seems clear that the Régie does not, at this time, have access to sufficient information with respect to the Connexim and Bell transactions to evaluate whether or not subsidization exists. This makes very difficult, if not impossible, the task of assuring that rates are a reasonable reflection of costs.¹⁵⁸

Il soutient que les « *Guidelines* » de NARUC fournissent un bon point de départ, tout en soulignant que ce n'est pas la seule approche possible.

La position d'Hydro-Québec

Selon M. Bastien, Hydro-Québec rejette le principe asymétrique proposé par nos experts parce qu'il contredit la méthode de coûts complets retenus par la Régie :

Et je dirais donc qu'une proposition comme celle que recommandent les experts du RNCREQ, au niveau de l'esprit de la chose en tout cas, irait à l'encontre du principe de la méthode des coûts complets qui a été retenue comme principe réglementaire applicable dans le cas de la séparation des coûts.¹⁵⁹

¹⁵⁷ NARUC, Guidelines, RNCREQ-18, Annex I, p. 4.

¹⁵⁸ N.S., v. 17, p. 148.

¹⁵⁹ N.S., v. 16, p. 246. Voir notre analyse de cette décision, plus loin.

Il reconnaît cependant, que tel que l'expliquait Mme Pacheco, « la notion de coût complet ne s'applique pas à des actifs »¹⁶⁰. M. Bastien soutient que :

C'est relativement rare que Hydro-Québec transfère des actifs, ou ça va excessivement rare que Hydro-Québec transfère des actifs du réglementé vers le non réglementé, ou l'inverse.

En même temps, il ajoute que :

Notre contexte est aussi le fait que ce transfert d'actifs n'impliquera pas nécessairement des filiales ou des sociétés affiliées. Souvent le transfert d'actifs se fait entre unités d'affaires ...¹⁶¹

Ce qui nous indique que des transferts d'actifs entre unités d'affaires se font. En même temps, il indique qu'il y a un partage quotidien d'actifs entre le réglementé et le non réglementé :

Et on fait ça à chaque jour, utiliser des ressources réglementées pour des fins non réglementées, et à l'inverse aussi.¹⁶²

En plus, M. Bastien semble plaider pour que la Régie ne fixe aucune politique de prix de transfert d'actifs.

Alors, quand on regarde ces éléments d'articles-là, on peut se questionner sur quelle est la portée d'une politique de prix de transfert d'actifs, une politique un peu générique qu'on établit sans avoir de la substance, sans avoir une réalité très concrète de ce que ça couvre, non seulement pour le transporteur parce qu'on ne vous propose aucun transfert d'actifs dans cette cause-ci, mais également pour le distributeur parce qu'éventuellement, ça va s'appliquer également à cette entité-là.

...

Et je pense que quand on va arriver avec des vrais cas, des cas très précis de transfert d'actifs, quelle que soit la politique que l'on va avoir établie dans le cadre de cette cause-ci, j'ai l'impression qu'on ne fera pas table rase de ça mais qu'on va devoir quand même justifier ce qu'on va faire, ce qu'on veut faire, est-ce que c'est conforme ou pas, et surtout est-ce que c'est à l'avantage des consommateurs ou pas.¹⁶³

En même temps, M. Bastien semble néanmoins proposer une politique de prix de transfert :

Ce qu'on fait, à savoir transférer la valeur des actifs à leur valeur comptable, à leur valeur aux livres, ça nous apparaît être une approche tout à fait indiquée, tout à fait pertinente et tout à fait à l'avantage de toutes les parties, y compris les consommateurs.¹⁶⁴

¹⁶⁰ N.S., v. 16, p. 242 à 243.

¹⁶¹ N.S., v. 17, p. 19.

¹⁶² N.S., v. 17, p. 19.

¹⁶³ N.S., v. 17, p. 24 à 25.

¹⁶⁴ N.S., v. 17, p. 25 à 26.

Au soutien de cette proposition, il suggère qu'il serait très coûteux d'évaluer le prix de marché des actifs transférés à l'interne¹⁶⁵, et qu'en réalité ces actifs n'ont pas de valeur commerciale.¹⁶⁶

La décision D-99-120

M. Bastien affirme que la méthode des coûts complets «a été retenue [par la Régie] comme principe réglementaire applicable dans le cas de la séparation des coûts»¹⁶⁷. En réalité, la Régie a ajouté plusieurs bémols à son adoption de ce principe.

D'une part, elle l'énonce «comme règle générale», tout en soulignant qu'il pourrait être approprié d'y déroger dans certains cas :

À la lumière de ce qui précède, la Régie préfère disposer des informations nécessaires à la compréhension de l'activité considérée avant de statuer sur les critères à utiliser pour juger du caractère réglementé ou non de celle-ci, ainsi que sur la séparation appropriée des coûts.

...

Enfin, dans le cadre des critères de séparation, la Régie admet l'utilisation de la méthode du coût complet comme règle générale d'allocation des coûts. Toutefois, dans le cas où Hydro-Québec estimerait nécessaire de déroger à cette règle générale, elle serait tenue de justifier l'utilisation d'une autre méthode.¹⁶⁸

En même temps, elle s'est abstenue de fixer une politique de prix de transfert :

La Régie ne se prononce pas à ce moment sur une politique de prix de transfert. L'expérience de la cause tarifaire de transport lui permettra de statuer sur ce sujet ultérieurement. Entre-temps, la Régie examinera chaque prix de transfert au cas par cas.¹⁶⁹

Finalement, la Régie a pris la peine de préciser, dans ses remarques finales, que cet énoncé n'est pas immuable :

La Régie tient à souligner que le présent exercice d'énonciation de principes généraux constitue la première étape de la mise en place de principes réglementaires qui seront appelés à évoluer. Ces principes que la Régie retient ne sont donc pas immuables. L'expérience acquise à l'occasion des causes tarifaires futures permettra de réévaluer la pertinence des principes réglementaires approuvés et de les modifier, lorsque requis, afin de mieux refléter l'environnement et les conditions d'opération d'Hydro-Québec.¹⁷⁰

¹⁶⁵ N.S., v. 17, p. 20.

¹⁶⁶ N.S., v. 17, p. 21.

¹⁶⁷ N.S., v. 16, p. 246.

¹⁶⁸ D-99-120, p. 28.

¹⁶⁹ D-99-120, p. 29.

¹⁷⁰ D-99-120, p. 30.

Prises dans leur ensemble, ces remarques de la Régie indiquent clairement que le choix de la méthode du coût complet n'est pas *chose jugée*, mais simplement une décision préliminaire prise pour faciliter la préparation du présent dossier et ne limite aucunement les possibilités que la Régie la nuance ou même la remplace dans l'avenir.

Recommandation du RNCREQ

Étant donné la structure corporative d'Hydro-Québec, les solutions les plus efficaces pour éviter les abus, tel que la séparation corporative ou l'utilisation de filiales distinctes pour le réglementé et le non réglementé ne sont ni réalistes et ni souhaitables. **Le RNCREQ recommande donc que la Régie procède promptement à l'élaboration d'un code de conduite qui s'appliquerait à toute transaction entre les parties réglementées et non-réglementées d'Hydro-Québec, tel que décrit ci-dessus.**

Le témoignage d'Hydro-Québec sur ce sujet démontre l'urgence de procéder à l'élaboration d'un code de conduite selon les orientations proposée par nos experts, puisque des échanges entre le réglementé et le non réglementé se font de façon quotidienne et continueront de se faire.

Quant à la politique de transférer des actifs à leur valeur aux livres qu'Hydro-Québec semble appliquer sans avoir demandé l'opinion de la Régie, nos experts ont bien expliqué en quoi elle est inadéquate :

Q. Would you say that a policy or a rate decision that indicated that goods and services would be transferred at full cost and that assets would be transferred at book value, in accordance with generally accepted accounting principles, would lead to transaction abuse or would that not be just a reasonable way to proceed?

A. In my view, and Mr. Bradford may wish to add to this, transfer of assets from a regulated to a non-regulated entity at their book value may indeed be a form of abuse if their market value is considerably higher.

Q. Would it not be neutral rather than necessarily an abuse? And that the fact that it is neutral would constitute for you an abuse?

MR. PETER A. BRADFORD:

A. Well, it would depend on the overall regulatory policies of the jurisdiction, but in the U.S., we have just been through a period in which most states concluded that when assets, I am

talking primarily generating assets now, had market values that had fallen substantially below the book value, the customer should be surcharged to make up the difference. That is the so-called stranded cost issue in U.S. restructuring.

So, in that situation where a regulatory policy has said to the customer, look, if the assets decline in value, you are exposed to the extent of that decline; you have to make it up. Then, it seems only fair that, as to those assets that have increased, where the market value has risen above the book value, the customers are the ones entitled to that gain. That is the symmetry between the risk of their loss, on the one side, and the use of the gains to offset it on the other.

If one is in a jurisdiction that is regulating under that paradigm, then, the transfer of assets at a book value when the market value is higher would seem unfair to me.

Tel qu'expliqué ci-dessus¹⁷¹, la politique de cession d'Hydro-Québec¹⁷² a précisé l'effet de faire payer au consommateur réglementé la différence entre le prix de cession et la valeur aux livres, lorsqu'un actif est cédé pour moins que sa valeur comptable. Il serait donc inéquitable de ne pas lui accorder le bénéfice lorsque la valeur marchande est plus élevée que la valeur aux livres. Dans ce contexte, la politique asymétrique (« *asymmetric pricing* principle ») proposée par nos experts est hautement justifiée.

Le RNCREQ endosse donc les recommandations de ses experts à cet égard et demande à la Régie de se pencher sur l'élaboration d'un code de conduite dans les plus brefs délais.

6.3 Traitement les lignes radiales

Tel que discuté dans notre traitement du Thème 6, Hydro-Québec a modifié à quelques reprises sa preuve écrite concernant le traitement des ajouts au réseau. Par sa dernière modification, elle propose d'éliminer complètement la notion d'Installation d'attribution particulière (IAP). Nous soutenons que cette proposition d'Hydro-Québec doit être rejetée.

Sans la notion d'IAP, il serait impossible d'attribuer aux seuls producteurs desservis les coûts d'installations dont ils sont les uniques bénéficiaires. En faisant assumer ces coûts par l'ensemble des usagers du réseau (dont la charge locale) les tarifs ne seraient plus

¹⁷¹ Voir notre section sur Connexim

¹⁷² HQT-5, doc. 1, p. 5.

justes et raisonnables. La proposition Hydro-Québec contrevient aux principes fondamentaux de la réglementation économique et à l'article 49(7) de la *Loi*.

Hydro-Québec propose que les coûts des IAP soient désormais entièrement assumés par le client.¹⁷³ Dans sa preuve écrite (version originale), elle définissait ainsi les IAP :

des installations, en tout ou en partie, qui sont construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d'un client spécifique du service de transport. Ces installations réfèrent principalement aux actifs de raccordement, incluant les postes de transformation.¹⁷⁴

Hydro-Québec propose également que les nouveaux producteurs soient obligés de payer une contribution en capital pour tout investissement en réseau qu'ils requièrent qui dépasse l'équivalent du tarif de transport.

Dans les diverses versions déposées de HQT-10 doc.1, il y a une constante, HQ-Production et tous les autres clients de TransÉnergie ne reçoivent pas un traitement égal. Car, si les investissements réalisés pour raccorder les centrales d'HQ-Production sont intégrés dans la base de tarification, ses concurrents sont obligés d'absorber leurs coûts en tout ou en partie. On met ainsi en place cette situation anti-concurrentielle décrite par le nouveau président Wood de la FERC dans la décision Detroit Edison, citée par Hydro-Québec et analysée à la section 7.4 aux pages 106 à 108 de la présente argumentation.

À quelques reprises, nos experts ont souligné qu'une des solutions possibles au défi de créer un régime de tarification juste et raisonnable qui soit également en conformité avec les autres dispositions de la *Loi*, est de traiter les lignes radiales existantes du réseau comme des IAP affectées à HQ-Production.

Selon cette approche, les lignes radiales feraient toujours partie du réseau de transport et même de la base de tarification de TransÉnergie. Toutefois les coûts des IAP seraient récupérés des clients de TransÉnergie par le biais des conventions de service pour le service ferme de point à point et pour le service en réseau intégré, respectivement. Le

¹⁷³ Hydro-Québec propose maintenant de modifier complètement la définition de IAP, tel que discuté plus tard. La version originale a été interprétée différemment par nos experts que par ses auteurs, mais les versions révisées sont claires : les coûts des IAP devront être absorbés directement par l'utilisateur.

tout tel que prévu aux paragraphes 8.3 de l'Annexe A ainsi qu'au paragraphe 10.2 de l'Annexe F du règlement 659. Ce mécanisme étant déjà entièrement prévu dans le règlement en vigueur et approuvé par le gouvernement, sa légalité ne saurait être mise en doute.

Hydro-Québec soutient que la Régie ne peut rendre de décisions qui auraient pour conséquence d'augmenter de quelque façon que ce soit les coûts de HQ-Production, sous prétexte que cela fausserait les calculs sur la base desquels le Législateur a fixé le prix de la fourniture de l'électricité patrimonial¹⁷⁵. Notons d'abord qu'il n'a aucunement été mis en preuve que ces coûts d'Hydro-Québec seraient augmentés par une telle procédure.

Hydro-Québec production a de plus eu amplement l'occasion d'intervenir dans le présent dossier si elle le jugeait nécessaire pour faire cette preuve. L'argument d'Hydro-Québec est sans fondement de fait ou de droit et repose sur de la pure spéculation.

De plus, la loi n'offre aucun éclaircissement ou information sur la méthodologie par laquelle le prix de la fourniture pour l'électricité patrimoniale a été fixé, ni sur les éléments qui ont été pris en considération. De plus, nous devons présumer que le législateur connaît les règlements qu'il approuve et le règlement intègre la définition des IAP et le mécanisme pour récupérer leurs coûts des utilisateurs.

À ce titre, l'affirmation suivante d'Hydro-Québec n'a aucun fondement ou pertinence en l'instance :

Aussi, le législateur n'a prévu que la possibilité que le gouvernement puisse diminuer le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale, présumé ment en fonction du rendement du producteur d'électricité et non pas l'augmenter dans l'éventualité où des coûts non prévus devaient lui être attribués.¹⁷⁶

À moins de preuve contraire, nous devons présumer dans l'état actuel de notre droit que le Législateur était informé de la signification du terme « Installation d'attribution

¹⁷⁴ HQT-10, doc. 1, p. 39.

¹⁷⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, p. 20

¹⁷⁶ Argumentation finale, p. 20.

particulière » du règlement 659¹⁷⁷, approuvé sous son autorité et du traitement que ce règlement y accorde. Nous devons présumer que le Législateur avait déjà prévu que les coûts de raccordements et de lignes radiales seraient affectés aux producteurs. Le fait que le Législateur n'ait pas autorisé le gouvernement à augmenter le prix de la fourniture n'est donc pas pertinent.

De plus il appartient à la Régie exclusivement en vertu de son mandat de procéder à l'allocation des frais du réseau de transport.

Il est clair que les raccordements des centrales nordiques représentent une partie important du réseau de transport d'Hydro-Québec. **Le RNCREQ propose que la Régie énonce le principe que les coûts des actifs de raccordement des centrales d'Hydro-Québec devront être affectés à HQ-Production par le biais de ses conventions de service et qu'elle fixe une audience subséquente pour déterminer les montants appropriés.**

6.4 L'exclusion des coûts d'efficacité énergétique du coût de service

Dans leur preuve écrite, nos experts ont souligné que le coût de service de TransÉnergie, tel que proposé, intègre zéro pour cent des coûts d'Hydro-Québec reliés à ses programmes d'efficacité énergétique¹⁷⁸.

Ils expliquent qu'en l'absence de tout *system « benefits charge »* (question reportée par la Régie à une audience ultérieure), il serait normal de voir ces coûts comme faisant partie des revenus requis du service public intégré.

Étant donné que de tels programmes réduisent la croissance de la demande et servent, du moins en partie, à réduire les besoins d'investissements en transport, nos experts

¹⁷⁷ Ce terme étant emprunté d'une réglementation étrangère et n'ayant jamais été interprété par les tribunaux québécois, sa signification est celle que lui donne la FERC. Voir le témoignage de M. Raphals, N.S., V. 27, p. 50 à 53.

suggèrent qu'une partie de leurs coûts soient alloués aux revenus requis du service de transport, comme le fait une décision récente de la « British Columbia Utilities Commission »¹⁷⁹.

En l'absence d'une preuve quelconque ni sur les coûts des programmes d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec ni sur leur allocation, **le RNCREQ fait sien les recommandations de nos experts pour que ces coûts soient alloués au *pro rata* des revenus requis du transport, de la même façon que les autres charges corporatives. Le RNCREQ recommandent également que cette question soit débattue lors de la prochaine cause tarifaire.**

¹⁷⁸ RNCREQ-18, p. 69.

¹⁷⁹ Ibid., p. 70.

7. Thèmes 5 et 6: Tarification et condition d'accès

7.1 Les tarifs point à point : basés sur l'approche 1 CP ou 12 CP ?

7.1.1 Recommandation

Même si l'utilisation du 1-CP (approche qui produit des tarifs de point à point moins élevés que l'approche 12-CP) par Hydro-Québec pourrait être acceptable selon les critères de la FERC, le RNCREQ considère qu'il serait plus approprié, dans le contexte québécois, de fixer les tarifs de point à point sur la base de 12-CP, et ce de façon systématique.

7.1.2 Argumentation

a) Les tarifs proposés de court terme par Hydro-Québec sont bel et bien de 12-CP.

Hydro-Québec insiste maintenant sur le fait que les tarifs de court terme qu'elle propose ne sont pas calculés sur la base de 12-CP. Son expert, le Dr. Orans dit s'être trompé lorsqu'il les a ainsi décrits¹⁸⁰.

... this was probably a mistake on my part to actually call this 12 CP in calculating the short-term rates.¹⁸¹

A. Yes, as I corrected yesterday, the confusing part of my testimony and I apologize for it once again is that when you refer to 12 CP or 1 CP, typically, you are talking about allocation. And what they have done is they have used 1 CP consistently in the allocation. And they have used a billing determinant that is equivalent to twelve (12) monthly billed demands. But it is not a use of a 1 CP allocation, combined with a 12 CP allocation. And that is the confusing part of my testimony and I apologize once again.

Q. But you have been working closely with Hydro-Québec since ninety-eight ('98) and in your final expert written testimony, there was still a confusion with regard to the 12 CP?

A. No, I understood what it was, I did not accurately describe it here...

Q. You did not write it well?

A. I did not write it well, yes.

¹⁸⁰ HQT-10, doc. 4, p. 14 : « [Hydro-Québec] uses a 12-CP basis for calculating monthly, weekly, daily and hourly rates for Point-to-Point service ... ».

¹⁸¹ N.S., v. 19, p. 148, l. 9 à 11.

Q. Does anyone supervise your work? Does anyone go back on your work from Hydro-Québec before we file it in front of the Régie?

A. It was reviewed by both people in my own office and people at Hydro-Québec, yes.¹⁸²

Selon le Dr Orans, TransÉnergie fait l'allocation de ses coûts selon 1-CP, mais elle utilise des « *billing determinants* » de 12-CP pour ses tarifs de court terme¹⁸³. Cette explication est inacceptable comme l'explique très bien notre expert M. Raphals :

this distinction ultimately fails, for the simple reason that there is no explicit cost allocation in Hydro-Québec's methodology but only the implicit cost allocation that emerges from applying the tariff itself. ... Thus there is no explicit cost allocation between native load, network customers, and point-to-point users in Hydro-Québec's methodology, or for that matter in FERC's methodology. Instead the cost allocation emerges from the rates -- from both the point-to-point rates and the mechanism for determining charges for native load, in contrast to traditional cost-of-service regulation, where costs are first allocated in order to fix the rates.¹⁸⁴

Dans les faits, les tarifs à court terme proposés par Hydro-Québec sont identiques à des tarifs 12-CP, et il est tout à fait approprié de les décrire ainsi.

b) Le choix d'utiliser deux approches différentes pour les tarifs de court terme et de long terme est mal fondé.

Hydro-Québec n'a pu présenter aucun précédent pour cette pratique. Parmi toutes les compagnies étudiées dans son balisage, les tarifs mensuels sont tous un douzième du tarif annuel, c.-à-d. que les tarifs de court et de long terme se calculent de la même façon (soit 1-CP, soit 12-CP).

Hydro-Québec tente de justifier sa proposition alléguant qu'elle serait un outil pour « inciter » ses clients à prendre des réservations à plus long terme, voire des réservations annuelles. Ceci nous apparaît injustifié. Il serait probablement plus juste de décrire une telle approche comme un outil visant à discriminer contre les clients qui n'ont pas besoin de réservations annuelles. Étant donné que le seul bénéficiaire actuel de cette politique serait Hydro-Québec elle-même, la Régie devrait la rejeter par souci d'équité réglementaire.

¹⁸² N.S., v. 20, p. 26, l. 1 à 12.

¹⁸³ N.S., v. 20, p. 29.

c) Bien que l'utilisation du 1-CP par Hydro-Québec pourrait être justifiée selon les critères de la FERC, la Régie devrait la rejeter en faveur du 12-CP.

Le fait qu'Hydro-Québec «passe» les tests utilisés par la FERC pour déterminer si un transporteur est éligible pour utiliser des tarifs 1-CP¹⁸⁵ n'implique pas nécessairement que l'on doive adopter cette alternative. Nos experts ont expliqué que les tarifs 1-CP mettent le fardeau des coûts reliés à la pointe du réseau sur ceux qui la causent en l'occurrence la charge locale, et plus particulièrement le secteur résidentiel. En conséquence, même si une telle proposition pouvait se justifier dans une perspective purement économique, elle va à l'encontre du pacte social qui est au cœur de la politique énergétique du gouvernement québécois et du principe selon lequel ce fardeau doit être partagé entre tous les utilisateurs du réseau.

De plus, bien que le partage de ces coûts entre diverses catégories de consommateurs québécois demeure possible lors de la cause sur la distribution, les consommateurs québécois ne sont pas les seuls utilisateurs du réseau de transport. C'est uniquement par la décision à être rendue dans le présent dossier que *les autres utilisateurs du réseau de transport* seront appelés à assumer leur juste part des coûts. La Régie devrait donc requérir que tous les tarifs de transport d'Hydro-Québec soient de 12-CP afin, entre autre, de respecter le pacte social.

En appui à sa proposition d'utiliser 1-CP pour les tarifs annuels, Hydro-Québec invoque la notion du signal de prix. Selon le témoin Chéhadé, le 12-CP appliqué au réseau d'Hydro-Québec donnerait :

... 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.¹⁸⁶

¹⁸⁴ N.S., v. 27, p. 19-20

¹⁸⁵ Argumentation d'Hydro-Québec, p. 147-148

¹⁸⁶ N.S., v. 19, p. 64.

Toutefois, notre expert M. Raphals a bien souligné et expliqué¹⁸⁷ que le constat de M. Chéhadé est vrai tant avec un tarif 1-CP qu'avec un tarif 12-CP. Le déplacement des charges entre les mois de pointe et les mois hors pointe n'affecte en rien la facture pour la simple raison que, dans les deux cas, le tarif ne varie pas d'un mois à l'autre. La véritable différence entre les deux approches se situe au niveau de l'allocation des coûts et non pas du signal de prix. Comme nous venons de voir, un tarif 1-CP aurait l'effet d'allouer les coûts de la pointe presque exclusivement à la charge locale. Un tarif 12-CP aurait plutôt l'effet de les partager avec les utilisateurs du tarif de point à point (dont les exportations d'Hydro-Québec). Considérant le pacte social, le RNCREQ demande à la Régie de favoriser les tarifs 12-CP.

7.2 Traitement de la charge locale

7.2.1 La Régie devrait-elle accepter la proposition d'Hydro-Québec de soustraire la charge locale de l'application du règlement 659 ?

Recommandation

Non, le RNCREQ demande à la Régie de requérir que la charge locale soit desservie selon le règlement 659. Cela peut se faire soit en exigeant qu'Hydro-Québec reconduise les conventions de service (qualifiées par Hydro-Québec d'« ententes administratives ») en vertu desquelles la charge locale a été desservie jusqu'en 31 décembre 2001, soit en modifiant le règlement. 659 tel qu'indiqué aux pages 12 à 15 des réponses du RNCREQ aux demandes de renseignements¹⁸⁸.

Argumentation

¹⁸⁷ N.S., v.27, p.21 à 23

¹⁸⁸ RNCREQ-19.

Du 1er mai 1997¹⁸⁹ au 31 décembre 2000, la charge locale d'Hydro-Québec était desservie en vertu d'une convention de service dûment exécutée en vertu de la Partie III du règlement. 659 (tarifs en réseau intégré) entre TransÉnergie et le Groupe Services énergétiques d'Hydro-Québec. Cette convention de service n'a pas été reconduite pour l'année 2001.

Hydro-Québec «propose » à la Régie de ne pas la reconduire et demande l'approbation de la Régie à cet effet.¹⁹⁰ Hydro-Québec reconnaît ainsi implicitement le pouvoir de la Régie de requérir que la charge locale soit desservie en vertu d'une convention de service.

a) L'incohérence de la proposition d'Hydro-Québec

Le traitement de ce sujet dans la preuve en chef d'Hydro-Québec démontre un grand manque de transparence. Sa preuve en chef suggère qu'il s'agit d'un changement administratif mineur sans aucun effet réel¹⁹¹. Cependant, en réponse aux contre-interrogatoires du RNCREQ, Hydro-Québec admettait l'ampleur du changement demandé, soit de soustraire entièrement la charge locale de l'application du tarif de transport.

¹⁸⁹ La convention de service était exécutée le 27 mai 1997, rétroactivement au 1 mai 1997 (HQT-4, doc. 1.1.6).

¹⁹⁰ Hydro-Québec, Argumentation finale, p. 180.

¹⁹¹ « Conformément aux *Tarifs et conditions*, les clients de charge locale doivent être traités comme les clients du service en réseau intégré. » (HQT-4, doc. 1, p. 6) ; Cette modification conceptuelle au service de transport pour la desserte de la charge locale est absolument sans effet sur les droits des clients du distributeur ou sur la qualité ou le prix du service de transport qui leur est offert. (HQT-11, doc. 1, p. 5).

Le 22 mai, le témoin Bastien a dit, «On l'a dit depuis le début, ça ne s'applique pas à la charge locale. »¹⁹². Cependant, nous n'avons trouvé aucune trace d'un tel énoncé, ni dans la preuve écrite d'Hydro-Québec, ni dans ses témoignages oraux précédents. Même si ce changement n'affecte directement ni les tarifs ni l'accès au service du transport des consommateurs québécois d'électricité, il affecte grandement leur droit de participer à la prise de décision du transporteur, qui voit ses obligations de divulgation et de transparence grandement réduites, limitant ainsi la qualité de surveillance et de contrôle de la Régie et du public intéressé.

En soustrayant la charge locale de l'application du règlement tarifaire, Hydro-Québec propose que la Régie fixe directement un montant qui sera payé au transporteur pour la desservir¹⁹³. Dans sa preuve, Hydro-Québec propose de calculer ce montant en utilisant le même mécanisme que celui qu'elle propose pour le service en réseau intégré.¹⁹⁴ Cependant, étant donné qu'il est à l'extérieur du tarif, ce montant ne pourra varier en fonction des revenus provenant d'autres clients en réseau intégré, comme il serait fait si la charge locale était traitée en fonction du tarif.

Cela mène inévitablement à l'incohérence soulignée par nos experts où chaque fois qu'un nouveau client adhère au service en réseau intégré, Hydro-Québec aura l'obligation de revenir à la Régie pour faire réduire le montant fixé pour la charge locale. Autrement, TransÉnergie aurait un trop-perçu égal au montant reçu de(s) client(s) en réseau intégré.¹⁹⁵

¹⁹² N.S., v. 23, p. 59. En fait, la preuve d'Hydro-Québec n'est même pas cohérente sur cette question de l'application du règlement tarifaire à la charge locale. Le 23 mai 2001, soit le lendemain du témoignage précité, Hydro-Québec dépose HQT-10, doc. 1.7.10, en réponse à l'engagement 62. Dans ce texte, Hydro-Québec semble vouloir faire appliquer l'article 34 à la charge locale :

La solution A a été retenue par Hydro-Québec car elle permet d'inclure dans les Tarifs et Conditions la facture de la charge locale et du réseau intégré.¹⁹² (HQT-10, doc. 1.7.10, p. 3)

¹⁹³ Rappelons que nulle part dans la requête amendée R-3401-98 Hydro-Québec ne demande à la Régie de fixer un tel montant. L'argumentation finale d'Hydro-Québec demande (à la page 179) que ce montant soit fixé à 2 385 M \$, sans préciser comment se chiffre a été déterminé, ni comment il doit être fixé dans l'avenir.

¹⁹⁴ HQT-10, doc. 1, p. 31.

Comme nous le verrons dans la prochaine section, de telles démarches ne seraient nullement requises si la charge locale était desservie en vertu du tarif.

b) Conformité avec le tarif en vigueur

À cet égard, il importe de mentionner que, selon la preuve déposée, Hydro-Québec ne s'est jamais conformée aux obligations créées par son tarif pendant les trois ans et neuf mois durant lesquels ce tarif s'appliquait à la charge locale — et ce, en vertu d'une convention de service dûment exécutée.

Par exemple, Hydro-Québec ne s'est pas conformé aux conditions préalables à la réception de service indiquées à l'article 29.1 du règlement 659. Selon cet article, elle doit soumettre une demande de service qui inclue tous les renseignements spécifiés à l'article 29.2, elle doit de plus exécuter une convention de service conformément à l'appendice F.

En ce qui concerne la première exigence, Hydro-Québec a soumis trois demandes de service (HQT-4, doc. 1.1.6 et doc. 3.5 en liasse), mais aucune de ces demandes ne fournit les informations requises concernant la description de la charge en réseau, le niveau et la localisation des charges interruptibles ou la description des ressources en réseau. En lieu des renseignements requis, ces trois demandes indiquent simplement que les renseignements sont « déjà dans votre possession », sans aucune indication des documents dans lesquels ils se retrouvent¹⁹⁶.

¹⁹⁶ Les informations requises sont les suivantes :

iii. une description de la charge en réseau à chaque point de livraison. Cette description doit identifier et fournir séparément la meilleure estimation par le client admissible des charges totales à alimenter à chaque niveau de tension de transport, de même que des charges à alimenter à partir de chaque poste du transporteur au même niveau de tension de transport. La description doit comprendre des prévisions sur dix (10) ans de la charge et des ressources nécessaires en été et en hiver à compter de la première année suivant le commencement prévu du service;

En réponse, Hydro-Québec s'est contenté de déposer une masse de documents désordonnés¹⁹⁷, sans indiquer quel document répondait à quelle exigence. Un examen sommaire des documents démontre qu'une grande partie des informations requises est manquante, principalement les informations relatives aux ressources en réseau, pour lesquelles la seule information fournie est un renvoi au *Rapport annuel* d'Hydro-Québec. En conséquence, tous les éléments requis selon l'item v) de l'art. 29.2 demeurent manquants, à l'exception de la puissance installée de chaque centrale.

iv. le niveau et la localisation des charges interruptibles, s'il en est, comprises dans la charge en réseau. Cette information doit inclure les besoins de puissance estivale et hivernale de chaque charge interruptible (si elle n'était pas interruptible), la partie de la charge qui est susceptible d'interruption, les conditions auxquelles une interruption peut être mise en oeuvre et les limites, s'il en est, applicables à la quantité et à la fréquence des interruptions. Le client admissible doit indiquer la quantité de charge de ses clients interruptibles (s'il en est) incluse dans les prévisions de charge sur 10 ans fournies en réponse au point **iii** ci-dessus;

v. une description des ressources en réseau (actuelles et prévues sur 10 ans), devant inclure dans le cas de chaque ressource en réseau:

- la taille du groupe et la puissance provenant de ce groupe qui doit être désignée en tant que ressource en réseau

- la puissance réactive (production et absorption) de tous les alternateurs

- les restrictions d'exploitation

- les périodes d'exploitation limitée, s'il en est, pendant toute l'année

- les programmes d'entretien

- le niveau de production minimum du groupe

- le niveau d'exploitation normal du groupe

- toute désignation de groupe dont la production doit être maintenue pour des raisons de fiabilité du réseau ou pour des raisons contractuelles

- le coût de production variable approximatif (\$/MWh) pour les calculs de nouvelle répartition

- les ententes régissant la vente et la livraison de puissance à un tiers à partir des installations de production situées dans la zone de contrôle du transporteur, lorsqu'une partie seulement de la production du groupe est désignée en tant que ressource en réseau

- la description de la puissance achetée qui est désignée comme ressource en réseau, y compris la source d'approvisionnement, la localisation de la zone de contrôle, les ententes de transport et le(s) point(s) de livraison au réseau de transport du transporteur;

Plus spécifiquement, M. Roberge maintient dans un premier temps qu'il y a obligation selon l'art. 28.2 de désigner des ressources pour la charge locale de la même manière que pour le service en réseau intégré. Dans un second temps, il se contredit en disant qu'il n'est pas nécessaire de les désigner pour la charge locale.

Q. Monsieur Roberge, juste pour commencer, je voudrais juste une question de clarification, je ne suis pas certain de vous avoir bien compris tout à l'heure dans votre échange avec maître Tardif concernant l'article 1.40 des Tarifs et conditions de fourniture proposés. Est-ce que vous avez ou non mentionné qu'il n'était pas nécessaire de désigner des ressources pour la charge locale? Est-ce qu'on vous a bien compris?

M. FRANÇOIS ROBERGE :

R. Oui. Pour alimenter la charge locale, effectivement. Le service en réseau intégré va demander d'indiquer un peu plus les ressources.¹⁹⁸

Son témoignage est entièrement incohérent avec la réponse d'Hydro-Québec donnée suite à la question 30.1 de la Régie, où Hydro-Québec affirmait que :

R30.1 Il n'y a pas de différence entre les informations fournies, dans le cadre de la désignation des charges et des ressources, selon qu'il s'agit de la charge locale ou d'un client du service de transport en réseau intégré.

Les informations que le distributeur transmet au transporteur sont celles exigées au contrat...

Hydro-Québec admet qu'elle ne s'est pas conformée à ces obligations :

Q. Merci. Maintenant, quand je regarde l'ensemble des articles que vous mentionnez à RE-67, est-ce que tous ces articles s'appliquaient à la charge locale lorsqu'elle était desservie en réseau intégré, c'est-à-dire jusqu'au trente et un (31) décembre deux mille (2000)?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je pense qu'on a déjà expliqué abondamment que l'application du concept de contrat de service intégré était appliquée à des fins administratives, que chaque article ne l'était pas au sens où la majorité du temps, il ne s'appliquait pas à la charge locale ou encore le transporteur avait déjà toute l'information concernant, toute l'information pertinente concernant, ou les ressources, ou la demande de la charge locale, ou et caetera, et caetera. Donc la réponse simple, ce serait non.

Q. Pour aucun de ces articles?

Ce n'était pas appliqué au sens de contractuel du terme, au sens de prenons chacun des articles et assurons-nous que notre client, charge locale, respecte chacun des articles. Alors la réponse, c'est non.¹⁹⁹

¹⁹⁷ HQT-11, documents 5, 5.1 et 5.2.

¹⁹⁸ N.S., v. 24, p. 228.

¹⁹⁹ N.S., v. 31, p. 285, R. 444.

La seule explication offerte par la société d'État pour ces manquements est le fait que la convention de service — qualifiée « d'entente administrative » — selon laquelle le service de la charge locale se faisait en vertu de la partie III (service en réseau intégré) du règlement 659 n'avait qu'un but symbolique.

- Q. [P]ourriez-vous, à ce moment-là, nous confirmer la raison pour laquelle dans le passé il y a eu une signature d'une convention pour la charge locale en vertu du contrat de service de transport si ça n'avait absolument aucun lien avec la charge locale?
- R. ... À ma connaissance, la raison principale, sinon la seule raison pour laquelle il y a eu une convention de service en réseau intégré qui a été signée pour la charge locale, c'était une convention qu'on a signée pour des fins administratives et des fins peut-être aussi, là, de... symboliques, de donner une image de séparation, de transparence, de, qu'on fait bien les choses.²⁰⁰

Il appert donc qu'Hydro-Québec n'avait aucune intention de se conformer à son propre tarif et n'a adopté certaines dispositions que pour bien « paraître ». Un tel comportement est inacceptable du point de vue réglementaire. En exécutant cette convention de service, Hydro-Québec s'est créé des obligations, même si elle n'avait jamais l'intention de s'y conformer. L'absence de plaintes formelles, citée à maintes reprises dans l'argumentation d'Hydro-Québec, ne démontre rien, car seul les clients de TransÉnergie ont la capacité légale de déposer une telle plainte. Or, le client de TransÉnergie pour la desserte de la charge locale étant Hydro-Québec elle-même (son Groupe Services énergétiques, devenu une partie du Groupe Production), il n'est point surprenant qu'aucune plainte n'ait été déposée.

Le RNCREQ s'étonne de la légèreté avec laquelle Hydro-Québec traite ses obligations en vertu de son tarif ce cas-ci n'est qu'un exemple.

c) Un service public verticalement intégré, ou un *transco* ?

²⁰⁰ N.S., v. 30, p. 241, R. 82 ; voir aussi l'Argumentation finale d'Hydro-Québec, p. 180.

Pour justifier sa demande de permettre que la charge locale soit soustraite de l'application du tarif de transport, Hydro-Québec cite les experts MM. Raphals, Bradford et Disher,²⁰¹ qui ont noté qu'aux États-Unis, les services publics verticalement intégrés en règle générale ne desservent pas leurs charges locales en vertu du tarif *pro forma*. Hydro-Québec s'appuie sur nos experts pour tenter d'établir que puisqu'elle est un simple service public verticalement intégré (ci-après « SPVI »), il n'est pas approprié que le tarif de transport s'applique à la charge locale.

De prime abord, cet argument fait abstraction de la grande différence juridictionnelle entre Québec et les États-Unis, invoquée par nos experts dans ces parties de leurs témoignages cités par Hydro-Québec²⁰². Rappelons qu'aux États-Unis, l'organisme chargé de réglementer le transport (la FERC) n'a aucune compétence sur la charge locale, alors qu'au Québec, la compétence de la Régie est complète. Aux États Unis, parallèlement à la FERC, d'autres régulateurs (les commissions de chaque état) ont la responsabilité de réglementer le service auprès de la charge locale, dont le service de transport. Évidemment au Québec, c'est la Régie qui exerce cette compétence.

L'intention d'Hydro-Québec n'est pas de reproduire le contexte américain en réglementant différemment le service de transport auprès de la charge locale, mais plutôt de le soustraire de toute surveillance réglementaire. Les conséquences de cette soustraction se font sentir notamment à l'égard de la planification à long terme des besoins en transport²⁰³. Tel qu'expliqué par notre expert M. Disher, l'examen de la planification à long terme des réseaux de transport fait partie intégrante de la réglementation des services publics verticalement intégrés par les Commissions des États. Plus précisément lors des audiences il a mentionné :

²⁰¹ RNCREQ-18, page 50 et N.S., vol. 27, p. 63.

²⁰² N.S., vol. 27, 28 mai, p. 63 :

Most U.S. utilities do not take service for native load under the open access transmission tariff for the simple reason that this service is regulated by State regulators, not by the FERC.

Since the Régie has complete jurisdiction, there is no good reason for Hydro-Québec to abstract native load service from the transmission tariff, especially since no other provisions have been made for regulating native load service.

²⁰³ Voir Thème 2 des présentes.

The major difference overall that I see between New England's process and Hydro-Québec's is in the degree of public involvement in and public awareness of the planning process.

State regulators play a key role in this process in two ways. The public utility commissions in each of the six New England states regularly review forward looking for five to ten years capital construction budgets of the utilities in the context of rate cases. These construction budgets contain specific planned transmission projects, and major projects are reviewed in advance in that process.²⁰⁴

L'argument d'Hydro-Québec à l'effet qu'elle n'est qu'un simple SPVI contredit directement sa prétention à l'effet que TransÉnergie est un *transco*. Tel que l'explique l'article "The Governance of Transmission Operators" de Robert Michaels, dont un extrait a été déposé par Hydro-Québec en annexe à son argumentation²⁰⁵, le *transco* est une structure de gouvernance qui peut remplacer le ISO dans des régions qui ont démantelé leurs SPVI dans le contexte de la restructuration des marchés énergétiques.

Notons que ni la preuve écrite, ni les témoignages offerts par la demanderesse n'ont fait état des *transcos*. Le dossier ne contient aucune information ou preuve quant à la définition du concept, le degré auquel il est déjà implanté aux États-Unis ni quant à son application possible à Hydro-Québec²⁰⁶.

Hydro-Québec n'explique aucunement ni ne justifie pourquoi elle considère la sous-section C de la section V de cet article (la seule partie qu'elle a reproduite, à part l'introduction) particulièrement éclairante. L'extrait en question ne démontre en aucune façon que TransÉnergie est un *transco*. Par contre, l'historique du concept présenté à la section II de l'article («*Some History*») ²⁰⁷ est utile pour démentir les affirmations non fondées d'Hydro-Québec.

²⁰⁴ N.S., v. 11, p. 58, R. 32.

²⁰⁵ Robert J. Michaels, "The Governance of Transmission Operators," 20 Energy L.J. p. 237 (1999). Selon la note 53 à la page 31 de l'argumentation d'Hydro-Québec, « copie » de l'article était reproduite en 1. En fait, ce n'est qu'un petit extrait qui se trouve à l'annexe, sans même des indications à cet égard. D'autres extraits sont reproduits en annexe 1 des présentes.

²⁰⁶ L'argumentation d'Hydro-Québec, à la page 10, nous « rappelle » que TransÉnergie est constituée selon le modèle *transco*, « tel qu'il a été amplement décrit, aux audiences, par les témoins du transporteur d'électricité dont son président, Jacques Régis », donnant comme référence les N.S., vol. 5, pages 124 à 129. Or, M. Régis n'a jamais parlé des *transcos* — le mot *transco* n'apparaît même pas dans ce volume de transcriptions.

²⁰⁷ Voir l'annexe 1 aux présentes, p. 3 et 4.

La prétention d'Hydro-Québec, à l'effet que le modèle *transco* est «répandu» en Amérique du Nord, est non seulement sans appui dans la preuve déposée mais tout simplement fausse. Quoique le concept du *transco* fasse l'objet de grands débats aux États-Unis, il n'en existe actuellement peu ou pas. Comme l'explique le troisième paragraphe de la section II de l'article de Michaels, la première proposition d'un *transco* fut présentée à la FERC en 1999. La section «*Background*» aux pages 26-27 de l'ordonnance 2000 de la FERC démontre également qu'il s'agit d'un modèle proposé, qui est loin d'être «répandu.»

La notion même d'un *transco* implique une entité indépendante. Dans sa propre argumentation, Hydro-Québec note que, dans le modèle *transco*, «l'entité responsable du transport est notamment propriétaire des actifs de transport»²⁰⁸. Hydro-Québec énonce que ce modèle «confère la propriété des actifs de transport à TransÉnergie (ce qui favorise une gestion efficace)»²⁰⁹. Or l'auteur semble avoir oublié le fait que TransÉnergie n'a pas d'existence juridique, et que le propriétaire de tous les actifs de transport est bel et bien la compagnie Hydro-Québec, qui ne pourrait être un *transco*, ayant des intérêts marchands très importants.

L'exposé de M. Michaels démontre que l'indépendance était une caractéristique essentielle des deux premières propositions de *transco*, soit celle de FirstEnergy et celle d'Entergy. Il explique que FirstEnergy :

filed a formal application to transfer transmission assets of its four operating companies to a newly formed affiliate in preparation for divestiture to a larger regional organization. If that changeover does not occur within two years, the assets will be divested to an unaffiliated entity.²¹⁰

L'intention était donc de transférer la propriété des actifs à une entité corporative qui ne dépendait ni d'un producteur ni d'un distributeur.

²⁰⁸ Argumentation d'Hydro Québec à la p. 29.

²⁰⁹ Argumentation d'Hydro-Québec à la p. 31.

²¹⁰ Robert J. Michaels, "The Governance of Transmission Operators," 20 Energy L.J. p. 237 (1999).

Dans l'autre cas, Entergy proposait également de vendre les actifs de transport, mais cette fois-ci à une entité corporative affiliée. Michaels explique que :

Intervenors and others have identified the degree to which a Transco is independent of its parent(s) as the most critical screen it must pass through. Commenting on Entergy's proposal, a group of cooperatives noted that the company will continue to carry the Transco's assets on its own books and file a consolidated tax return that includes the Transco. Intervenors believe that such an affiliation will give the FERC the perpetual duty to act as "conduct police," and that the only acceptable Transco is one completely separated from generation.²¹¹

Il n'est donc pas surprenant que la proposition Entergy n'ait pas été acceptée par la FERC²¹².

La FERC a statué qu'un tel régime de *passive ownership* pourrait être en conformité avec les principes qui sous-tendent l'ordonnance 888, mais seulement dans la mesure où il est « *properly designed* ». Cependant, tel que nos experts l'ont expliqué dans notre Engagement numéro 1 (RNCREQ-21), le seul type de « *passive ownership* » qui soit acceptable pour la FERC depuis l'ordonnance 2000 est celui où « the passive owners have relinquished control over operational, investment and other decisions ».²¹³

Nos experts concluent :

Based on these criteria, it is hard to see how Hydro-Québec's 100% interest in TransÉnergie could be described as passive ownership. TransÉnergie does not have an independent board, cannot raise capital, make investment decisions or cannot submit tariff rates, terms and conditions for approval independent of Hydro-Québec, and cannot guarantee that Hydro-Québec (including top management) does not have access to information unavailable to other market participants.²¹⁴

Dans une décision subséquente, la FERC expliquait qu'elle ne peut permettre une structure qui permettrait à la haute direction d'une compagnie ayant des intérêts marchands de participer dans la prise de décision sur le transport, comme le fait évidemment la haute direction d'Hydro-Québec :

would allow the senior management of an entity that operates in both the transmission and generation arenas to participate in decisions involving the transmission business. These decisions

²¹¹ Ibid., p. 238.

²¹² La demande d'Entergy a été rejeté sans préjudice dans le cadre du rejet de la proposition du Southwest Power Pool d'être reconnu comme un RTO. *Order Rejecting RTO Filings* du 12 juillet 2001, docket RT01-34-000, 96 FERC P61,062.

²¹³ Il requiert également un « compliance audit » chaque trois ans.

²¹⁴ RNCREQ-21, Engagement no 1, p. 3.

would, as a matter of course, have a significant effect on that same entity's generation business.²¹⁵

Il est donc farfelu de présenter TransÉnergie comme un *transco*. Autrement, tout service public verticalement intégré doté d'un régime de séparation fonctionnelle (qui est obligatoire depuis l'ordonnance 888) serait également un *transco*, vidant ainsi ce concept de tout son sens.

d) Conclusion

Si TransÉnergie était réellement un *transco*, c'est-à-dire une compagnie indépendante dédiée exclusivement aux activités de transport, HQ-D serait un client non affilié, sans doute desservi en vertu du service de réseau intégré. Si, par contre, Hydro-Québec était un SPVI dans le contexte américain, son service auprès de la charge locale serait réglementée par un « Public Utilities Commission » ayant pleine compétence sur ses activités de production, transport et distribution reliées à la charge locale, en plus d'être soumise à la réglementation de la FERC pour ces activités dans le marché du gros. Dans le contexte québécois, ni l'un ni l'autre de ces deux scénarios ne s'appliquent. La Régie ayant une compétence complète et exclusive, tant sur la charge locale que sur le transport, il n'y a aucune logique à soustraire la charge locale du tarif de transport, surtout si l'on considère qu'aucun autre régime n'a été mis en place pour la réglementer.

Le RNCREQ recommande donc que la Régie requiert que la charge locale soit desservie en vertu du règlement 659 (service en réseau intégré) et qu'elle refuse la proposition d'Hydro-Québec de l'en soustraire. Le RNCREQ recommande que la Régie ordonne à TransÉnergie d'exécuter une convention de service (avec HQ-Distribution ou avec HQ-Production) pour desservir la charge locale ou modifie le règlement 659 tel que proposé à l'Annexe 3 de la présente argumentation, pour faire en sorte qu'il s'applique directement à la charge locale, même en l'absence d'une convention de service..

²¹⁵ Order 2000-A, p. 25, citée dans l'Engagement 1 du RNCREQ

7.3 Tarifs en réseau intégré et pour la charge locale

Le mécanisme servant à déterminer les tarifs en réseau intégré (et donc de la charge locale, dans le cadre de notre recommandation précédente) qui se trouve à l'article 34 du règlement 659 (faisant appel aussi à l'article 1.27 et à l'appendice H) doit-il être modifié tel que proposé par Hydro-Québec ?

7.3.1 Recommandation

Non, cette modification aurait plusieurs effets néfastes, dont une augmentation des coûts supportés par la charge locale. De plus, il ferait en sorte que le rendement du transporteur deviendrait beaucoup plus sensible aux prévisions, rendant nécessaire l'utilisation d'une fermeture réglementaire des livres.

Le RNCREQ recommande donc que le mécanisme décrit à article 34 du règlement 659 demeure inchangé et soit appliqué intégralement à la charge locale ainsi qu'aux clients de service en réseau intégré.

7.3.2 Argumentation

Hydro-Québec demande une modification de l'article 34 du règlement 659. Cet article gouverne la tarification des clients en réseau intégré. Notons dans un premier temps que si la Régie acceptait la proposition d'Hydro-Québec de soustraire la charge locale de l'application du tarif, l'article 34 demeurerait sans application tant et aussi longtemps que TransÉnergie n'aurait pas de clients en réseau intégré.

Notons toutefois que Hydro-Québec propose (dans sa preuve, mais pas dans sa requête) d'utiliser ce même mécanisme pour déterminer le montant à facturer pour la charge locale.²¹⁶

²¹⁶ En supposant que les propos de M. Bastien précité (note 192) priment sur HQT-10, doc. 1.7.10, tel que discuté auparavant.

Le mécanisme proposé (tant sur les modifications suggérées pour l'article 34 que pour le calcul de la facture pour la charge locale) diffère grandement de celui qui est présentement en vigueur²¹⁷. Le mécanisme en vigueur a pour effet d'allouer le coût de service mensuel entre les clients de réseau intégré et ceux de point à point sur la base des *réservations fermes* de point à point. Autrement dit, le montant facturé aux clients en réseau intégré (dont la charge locale) est égal au coût de service mensuel, réduit au *pro rata* selon le ratio entre :

- 1) la pointe réelle du réseau pour le mois et;
- 2) la capacité réservée (ferme) pour le service de point à point au moment de cette pointe.

Tel que l'expliquent nos experts,²¹⁸ les modifications proposées par Hydro-Québec auraient l'effet :

- 1) de calculer cette facture sur une base annuelle plutôt que mensuelle, avec le résultat de le faire sur une base de 1-CP au lieu de 12-CP ;
- 2) de le faire sur une base prospective (annuelle) plutôt que rétrospective (mensuelle);
- 3) de baser l'allocation des coûts non pas en fonction de la capacité réservée, mais plutôt en fonction des revenus (projetés). Dans la conjoncture où nous nous trouvons actuellement, le résultat de ce changement serait un trop-perçu important, tel qu'expliqué ci-après.

a) de calculer ce montant sur une base annuelle plutôt que mensuelle, avec le résultat de le faire sur une base de 1-CP au lieu de 12-CP.

Tel que mentionné auparavant, l'utilisation du 1-CP augmenterait substantiellement la contribution de la charge locale.²¹⁹ Pour les mêmes raisons que celles expliquées à la section 7.1, le RNCREQ considère qu'il serait plus approprié d'utiliser le 12-CP pour ce calcul et ce, en conformité avec le règlement en vigueur. Rappelons que ces dispositions du règlement 659 n'ont jamais été respectées par Hydro-Québec.

²¹⁷ Tel qu'énoncé dans la présente argumentation

²¹⁸ N.S., v. 27

²¹⁹ Voir RNCREQ-18, p 43

b) de le faire sur une base prospective (annuelle) plutôt que rétrospective (mensuelle).

À première vue, on pourrait croire que la décision de la Régie dans le dossier R-3405-98 d'accepter l'utilisation d'une année témoin projetée pour la fixation des tarifs de transport²²⁰ nous obligerait à suivre une approche qui se fait selon une base prospective.

Il n'en est rien, pour les raisons suivantes :

1) La décision D-99-120 n'obligeait pas l'utilisation de l'année témoin projetée, elle l'a simplement permise. À ce moment, la Régie soulignait les difficultés et les dangers importants que crée cette méthode. Le RNCREQ soumet donc que dans la mesure où ce mécanisme permet d'éviter ces difficultés et dangers, sans en créer d'autres, il devrait être retenu ;

2) Le mécanisme qui se trouve à l'article 34 du règlement en vigueur n'est pas, en fait, un exemple d'une année témoin historique (approche qui a été écarté par la Régie dans la décision D- 99-120), mais un autre genre complètement, que notre expert M. Raphals a désigné comme « *real-time test month* »²²¹ ;

3) Le fait que ce mécanisme soit entièrement compatible avec l'approche de l'année témoin projetée est démontré par le fait qu'il a été créé (et est toujours utilisée par) la FERC, un organisme réglementaire qui exige l'approche de l'année témoin projetée ;²²²

4) selon ce mécanisme, tel qu'il se trouve 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

²²⁰ D-99-120, aux pages 12

²²¹ N.S., v. 27, p. 132.

²²² Voir les réponses aux engagements 8 et 9 du RNCREQ fournis dans le dossier R-3405-98 en réponse à une demande de M. Frayne, notamment l'annexe 4 (U.S. Code of Federal Regulations, Part 35: filing of Rate Schedules, FERC) et l'annexe 5 (Guide to Information Requirements for Rate Cases Before the FERC). Dans l'annexe 5, on lit:

Test year.

FERC requires the use of a projected test year unless (a) the total value of the requested rate increase is less than \$1,000,000 or (b) all wholesale customers that belong to the affected rate class(es) have consented to the rate increase, in which case a historical test year may be used.

manque à gagner ou d'un trop-perçu est donc extrêmement faible, par rapport à un mécanisme basé uniquement sur des prévisions ;

5) si la Régie demeurerait préoccupée par la possibilité d'un manque à gagner ou d'un trop-perçu important, elle pourrait ajouter un mécanisme additionnel de *true-up*, en suivant les modèles qui se trouvent dans les tarifs de transport des compagnies Central Vermont Public Service (CVPS) (RNCREQ-22, doc. 2) et Vermont Electric Company (VELCO) (RNCREQ-22, doc. 3) Comme notre expert M. Raphaels l'a expliqué, ce sont des mécanismes de *true-up post facto* qui garantissent que les revenus du transporteur seraient égaux à ses revenus requis.²²³

6) L'utilisation de tels mécanismes éliminerait la nécessité de l'utilisation d'une fermeture réglementaire des livres. Notons toutefois qu'Hydro Québec conteste la juridiction de la Régie quant à son pouvoir d'ordonner la fermeture réglementaire des livres. Sans débattre plus avant de ce sujet (?), le RNCREQ est en désaccord avec la position d'Hydro-Québec et croit fermement qu'en vertu de sa loi, entre autres l'article 32, la Régie aurait cette compétence. Même sans ces *true-ups* additionnels, le mécanisme du règlement 659, tel qu'actuellement en vigueur, minimise le risque d'un manque à gagner ou d'un trop-perçu au point où la fermeture réglementaire devient possiblement non essentielle.

c) de baser l'allocation des coûts non pas en fonction de la capacité réservée, mais plutôt en fonction des revenus (projetés), ce qui créerait un trop-perçu important.

La requête (amendée) déposée dans le présent dossier demande la modification d'un règlement en vigueur. En conséquence, toute modification proposée doit être justifiée par rapport aux dispositions qu'elle remplacerait. Autrement dit, le règlement tel qu'il existe doit être le point de départ des réflexions de la Régie. Le fardeau de prouver la nécessité et le bien fondé des modifications recherchées est à la charge du demandeur. Hydro-Québec devait donc nous démontrer que les modifications proposées constituent une amélioration par rapport aux dispositions en vigueur.

Le règlement en vigueur ayant été «emprunté» à une instance réglementaire étrangère (la FERC) et n'ayant jamais été interprété par une instance québécoise, il nous est non

²²³ Sauf si le transporteur a accordé des rabais sur des réservations fermes.

seulement utile mais nécessaire d'avoir recours aux décisions et ordonnances de la FERC pour procéder à l'interprétation des dispositions qu'il contient.

Comme nos experts l'ont expliqué en détail,²²⁴ le règlement en vigueur fixe les charges pour le service en réseau intégré (et donc de la charge locale, au moins jusqu'au 31 décembre 2000) en réduisant le coût de service mensuel par un pourcentage qui reflète le ratio entre le volume des réservations fermes du service de point à point (de court et de long terme) au moment de la pointe mensuelle du réseau et la pointe mensuelle.

La proposition d'Hydro-Québec, par contre, réduirait le coût de service en fonction des prévisions des *revenus* des ventes de point à point (ferme et non ferme, de court et de long terme) plutôt qu'en fonction du volume des réservations. De plus, elle propose de baser cette prévision sur la moyenne des revenus de ces ventes depuis l'entrée en vigueur du règlement en mai 1997.

Hydro-Québec admet que ses ventes à court terme ont bénéficié, *en moyenne*, de rabais de 89 % en 1997, de 82 % en 1998, de 76 % en 1999 et de 74 % pour les premiers six mois de 2000.²²⁵ (La moyenne pour année complète de 2000 était de 48 %.²²⁶) Il s'agit là d'un niveau de rabais sans précédent dans l'industrie, surtout en ce qui concerne les ventes fermes.

De plus, Hydro-Québec affirme que, pour l'avenir prévisible, elle n'entend offrir aucun rabais sur les tarifs de point à point. Le prix moyen du transport en 2001 serait donc presque quatre fois (400 %) plus élevé que le prix sur lequel les prévisions avaient été faites.²²⁷ Autrement dit, les revenus réels de TransÉnergie en 2001 pour le service de point à point à court terme seront environ quatre fois plus élevés que les revenus prévus, selon la méthode proposée, si le volume de ventes demeure le même. En l'absence de tout mécanisme de partage du trop-perçu dans la proposition d'Hydro-Québec, tout

²²⁴ RNCREQ-18, p. 37 à 40

²²⁵ HQT-10, doc. 1.3, p. 2.

²²⁶ HQT-13, doc. 14.1, p. 18.

²²⁷ Le rabais moyen pour les années 1997 à 2000 était de 72,7 %, le prix moyen pour ces années n'était que de 27,3 % du tarif publié.

revenu provenant des ventes à court terme qui excèderait les 11 M\$ prévus augmenterait directement les profits de l'actionnaire.

Les ventes à court terme étaient déjà rendues à 16,4 M \$ au 30 avril 2001²²⁸, soit presque 50 % de plus que le montant prévu pour l'année entière, selon la méthode proposée par Hydro-Québec²²⁹. Cela n'est pas dû simplement aux aléas des affaires mais était entièrement prévisible, étant donné la disparition des rabais et l'utilisation d'une méthode prévisionnelle basée sur les revenus et non pas sur le volume des réservations. Même si l'utilisation de l'année témoin projetée requérait que l'actionnaire absorbe tous les écarts, soit positif soit négatif, comme le prétend Hydro-Québec — ce qui est nié par le RNCREQ — dans ce cas précis, Hydro-Québec a fait un choix de méthodologie qui lui garantissait un trop-perçu, considérant les rabais exagérés qui avaient été consentis par le passé.

Dans ce contexte, la méthode proposée par Hydro-Québec est de loin moins équitable que la méthodologie prévue au règlement déjà en vigueur. Il n'y a donc rien qui justifie l'acceptation des modifications à l'article 34 proposées par Hydro-Québec.

d) Le montant dans l'appendice H

Hydro-Québec prétend qu'il existe une incohérence entre les articles 1.27, 34.2 et 34.3 et le montant indiqué à l'Appendice H³⁰. Cette incohérence est, selon la demanderesse, due au fait que ce montant exclut les revenus récupérés du service du point à point²³¹.

²²⁸ HQT-4, doc. 1.1, p. 6.

²²⁹ Selon un témoin d'Hydro-Québec, cette augmentation serait largement due à une augmentation des exportations au Nouveau-Brunswick, causée par la défaillance de la centrale nucléaire à Point Lepreau (N.S., v. 24, pages 127 et 307). Cette explication nous apparaît invraisemblable. Étant donné que le prix moyen de la capacité à court terme, maintenant sans rabais, est 3 à 4 fois plus grand que sa moyenne des années 1997 à 2000, il est inévitable, à moins que le volume des ventes à court terme diminue pour autant, que les revenus augmentent²²⁹. Faute de données précises pour appuyer cette affirmation (quantité des ventes au Nouveau-Brunswick en 2001 par rapport à 2000; données pour 2001 comparables à celles contenues aux pièces HQT-10, doc. 1.3), la Régie devrait donc écarter cette conclusion non justifiée et invraisemblable d'un témoin d'Hydro-Québec.

²³⁰ HQT-10, doc. 1.7.10, p. 2.

²³¹ Argumentation finale d'Hydro-Québec, p. 148.

En fait, il n'existe aucune incohérence dans le règlement tarifaire en vigueur (le règlement 659). Tel qu'expliqué ci-dessus, le texte du règlement est clair et sans ambiguïté. De plus, si cela s'avère nécessaire, les ordonnances 888 et suivantes de la FERC peuvent être des outils essentiels à son interprétation.

Le texte de l'appendice H est fort simple :

REVENUS ANNUELS REQUIS DE TRANSPORT POUR LE SERVICE DE TRANSPORT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

1. Les revenus annuels requis de transport aux fins du service de transport en réseau intégré sont de 2 260 000 000 \$.
2. Le montant indiqué en (1) s'applique tant qu'il n'est pas modifié par le transporteur ou par la Régie.

Il indique que le montant au paragraphe 1 est le *revenu requis annuel*, que ce montant est utilisé aux fins de déterminer les charges pour le service en réseau intégré et qu'il s'applique jusqu'au moment où il est modifié. L'article 34.1 ajoute que le client du réseau intégré doit payer mensuellement le produit de sa part du ratio de charge multiplié par le douzième (1/12) «des revenus annuels requis de transport du transporteur qui sont indiqués à l'appendice **H**. »

Hydro-Québec prétend que le montant au paragraphe 1 de l'appendice H du règlement 659 ne représente pas en réalité ses revenus requis mais plutôt ses revenus requis « nets » des revenus des services de point à point. Cependant, 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 aie 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.

En fait, selon *le sens clair et non ambiguë des mots utilisés à l'appendice H*, le montant doit être interprété comme un revenu requis, et non pas un revenu requis net. Au soutien de cette interprétation, notons que pour la compagnie Duke Power, qui utilise un libellé

pour l'appendice H identique à celui d'Hydro-Québec²³², ce montant est bel et bien le revenu requis :

The amount in Attachment H is thus a true revenue requirement, not simply the amount to be billed to network load.²³³

Chacune des compagnies dont les textes réglementaires se trouvent à RNCREQ-22 utilise un libellé différent pour l'appendice H. Plusieurs précisent qu'il s'agit des revenus requis nets des revenus de point à point, soit de court terme, soit de court et de long terme²³⁴. Il est clair cependant qu'à moins qu'il soit spécifié dans le texte réglementaire qu'il s'agit d'un revenu requis net, ce ne peut pas l'être.

Hydro-Québec a prétendu que le montant en Appendice H de B.C. Hydro est un revenu requis net, mais n'a déposé aucune preuve à cet effet²³⁵.

En résumé, il n'y a aucune incohérence dans le règlement 659, ni dans l'appendice H ni dans l'article 34. En ce qui concerne le règlement en vigueur, il n'existe aucune raison valable de croire que le montant en l'appendice H représente un revenu requis net, et non les revenus requis totaux de TransÉnergie. Pour ce qui est la nouvelle version du règlement, si la Régie accepte notre recommandation de conserver intact l'article 34, elle doit inscrire à l'appendice H les revenus requis totaux d'Hydro-Québec(TransÉnergie), sans les réduire par les revenus prévus du service de point à point.

e) Conclusion

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.

²³² RNCREQ-22, doc. 1.

²³³ N.S., v. 27, p. 31.

²³⁴ Notons d'ailleurs que la majorité de ceux qui utilisent de revenus nets utilisent également un mécanisme de *true-up* pour éviter tout trop-perçu ou manque à gagner résultant de l'écart entre les prévisions et les résultats réels.

²³⁵ Voir N.S., v. 27, p. 36, l. 12 à 24.

Ce mécanisme comporte des grands avantages par rapport à celui proposé par Hydro-Québec, notamment :

- 1) il évite le trop-perçu qui autrement serait presque inévitable, grâce à l'augmentation importante du tarif réel de transport de point à point entre la période historique et l'année témoin;
- 2) il ferait en sorte que les revenus du transporteur seraient au peu près égaux aux revenus requis, sans nécessiter une fermeture réglementaire des livres;
- 3) tel qu'on le verra dans la section 5.5, il éviterait la nécessité de contrôler l'utilisation des rabais pour le service de point à point à court terme.

Si la Régie accepte les propositions d'Hydro-Québec (et refuse les nôtres) quant à la charge locale, elle devra accepter l'inévitabilité d'un trop-perçu important ou imposer un régime de fermeture réglementaire. Or, Hydro-Québec ayant indiqué dans son argumentation qu'elle contesterait la Juridiction de la Régie sur la fermeture réglementaire des livres. **Dans ce contexte, et sans admission quant à la validité de la position adoptée par Hydro-Québec, le RNCREQ recommande que sa proposition soit adoptée.**

7.4 Traitement des ajouts au réseau

7.4.1 Est-ce que le mécanisme proposé par Hydro-Québec pour tenir compte des coûts additionnels résultant des ajouts au réseau requis par des clients de transport est conforme :

- a) les principes de régulation économique,
- b) la pratique dans l'industrie et
- c) la Loi de la Régie, telle que modifiée ?

a) **Les principes de régulation économique** : Dans ses grandes lignes l'approche proposée par Hydro-Québec pourrait être conforme aux principes de base de la régulation économique, si elle se limitait aux ajouts qui améliorent le réseau pour le bénéfice de tous les usagers (voir point b, ci-dessous). Cette approche intègre à la fois le principe du «roll-in» pour les ajouts à un réseau intégré, ainsi que celui de la causalité de coûts, dans la mesure où une contribution en capital peut être requise pour éviter que l'ajout augmente les tarifs des autres utilisateurs.

Cependant, même pour les ajouts qui améliorent le réseau pour le bénéfice de tous les usagers, le mécanisme est inadéquat en ce qui concerne l'absence de toute garantie à l'effet que le demandeur utiliserait réellement la nouvelle capacité pour une période suffisamment longue pour éviter des impacts tarifaires sur les autres utilisateurs :

It should also be noted that, under the Hydro-Québec proposal, no long-term commitment is required of a generator requesting transmission service, even when very substantial investments are required. In the event that the generator ceases operations or disposes of its power in ways that do not require transmission service over the TransÉnergie network, TransÉnergie and its network customers will be left “holding the bag” for these investments. This could occur either if an alternate transmission system provides service at a lower cost, or, more generally, if loads are developed that can be reached without using the Hydro-Québec transmission system.²³⁶

La proposition devrait en conséquence être bonifiée pour fournir de telles garanties.

b) **La pratique dans l'industrie** : L'expert d'Hydro-Québec le Dr. Orans reconnaît que c'est la FERC qui établit les pratiques standards dans l'industrie en ce qui concerne la réglementation du transport d'électricité. L'approche proposée par Hydro-Québec est, dans ses grandes lignes, en conformité le principe de «“or” pricing»²³⁷, tel qu'articulé dans la *Transmission «Pricing Policy Statement»*²³⁸ et un grand nombre de décisions subséquentes, en ce qui concerne les ajouts qui améliorent le réseau pour le bénéfice de tous les usagers.

²³⁶ RNCREQ-18, p. 30.

²³⁷ Aussi connu sous le vocable, « higher of ».

c) **La Loi, tel que modifiée ?** Comme l'indique nos experts, selon une des interprétations possibles de l'article 49 (11) de la *Loi*, tel qu'amendée, tout mécanisme qui ferait en sorte que des fardeaux économiques différents soient imposés aux clients de transport serait prohibé²³⁹. Nous désirons donc attirer l'attention de la Régie sur le fait que le mécanisme proposée par Hydro-Québec a précisément cet effet, étant donné que certains clients seraient appelés à faire de la contribution en capital au-delà du tarif commun, et ce pour des raisons qui dépendent, en partie, de leur situation géographique.

7.4.2 Doit-on traiter différemment les ajouts qui servent uniquement les besoins du demandeur, versus ceux qui améliorent le réseau pour le bénéfice de tous ?

Hydro-Québec propose d'éliminer la notion d'installation d'attribution particulière (ci-après « IAP ») du règlement 659 et de la redéfinir pour faire référence seulement aux lignes qui ne rejoignent pas le réseau principal²⁴⁰.

Notons d'abord que cette définition représente encore un autre changement de position de la demanderesse, après avoir révisé deux fois la section de HQT-10, doc. 1 qui traite des IAP — chaque révision ayant proposée une interprétation différente de cette notion-clé²⁴¹. Au dernier jour des audiences, les témoins d'Hydro-Québec insistaient sur le fait que la notion d'Installations d'attribution particulière s'appliquait uniquement aux actifs détenus par les tiers, excluant ainsi les lignes d'Hydro-Québec qui ne sont pas reliées avec le réseau principal.²⁴²

²³⁸ NB Power-4, aussi déposé comme SE-STOP-4.

²³⁹ RNCREQ-18, p. 32, 1^e paragraphe.

²⁴⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, p.151.

²⁴¹ Voir N.S., v. 19, pp. 178 à 187; v. 22, pp. 162 à 167 ; v. 27, pp. 46 à 55; v. 31, pp. 315 à 320.

²⁴² T.S., v. 31, p. 317, R. 478. Selon le témoin, si la ligne était la propriété d'Hydro-Québec, elle ferait nécessairement partie de la base de tarification, et ne serait pas une IAP :

Donc, si Hydro-Québec est propriétaire de la ligne, et on parle d'une ligne au Québec, des lignes à l'extérieur, ça, ça a déjà été réglé, c'est activité non réglementée, donc on parle d'une ligne au Québec qui serait faite pour un tiers, le corollaire, c'est qu'il ne pourrait pas être propriétaire de la ligne. S'il était propriétaire de la ligne, ça deviendrait un élément de sa base de tarification et il serait, ça ne serait pas une installation d'attribution particulière.

Dans son argumentation finale, Hydro-Québec renonce à cette dernière interprétation, préférant plutôt la version pénultième :

Une distinction est apportée pour les installations de transport qui ne rejoignent pas le réseau global, qui sont définies comme des installations d'attribution particulière. En raison de l'absence de bénéfice pour les autres clients de transport, le coût de ces installations sera entièrement assumé par son utilisateur et ne figurera pas dans la base de tarification du transporteur. (page 151)

Dans un cas comme dans l'autre, il s'agit de définitions non-standards d'un terme utilisé depuis longtemps dans l'industrie électrique, ayant une signification claire et universellement acceptée. L'utilisation d'une telle définition non standard sèmerait de la confusion dans l'application du tarif, allant à l'encontre de l'objectif exprimé par l'expert Orans :

The second major goal is it is broadly consistent with the FERC tariff and what I mean "broadly" is when Hydro-Québec uses this and a third party wants to use the transmission system, they generally know the terms and conditions because it's not, there's no sixty (60) pages or red line. So there's not a high transaction cost to using this tariff, it's very important that we don't create a whole new set of rules that nobody has seen because then that will get in the way of efficient trading that these people need to be able to use in the market, that would prevent efficient dispatch in trading, I believe. This tariff does not²⁴³.

Pire encore, cela irait à l'encontre des principes fondamentaux d'une saine réglementation selon lesquels les coûts engagés pour le bénéfice d'un seul participant au marché ne devraient pas être imposés sur ceux qui n'en bénéficient pas. De plus l'adoption d'une définition non standard serait contraire aux règles d'interprétation des lois.

Les propos de M. Wood n'ont pas d'application au Québec

Hydro-Québec invoque en appui à sa proposition les propos du «Commissioner» Pat Wood III dans une cause récente devant la FERC, où il propose l'approche utilisée au Texas, où «le transporteur doit desservir tout producteur, où qu'il se trouve, le tout à la charge de l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport». ²⁴⁴ En fait, ni les propos du

²⁴³ N.S., v. 19, p. 89. Le Dr Orans a fait ces commentaires *avant* qu'Hydro-Québec décide de modifier sa définition de IAP.

²⁴⁴ Argumentation d'Hydro-Québec, p. 153. Hydro-Québec a manqué dans son obligation de déposer copie de cette décision. Nous le joignons en Annexe 2.

« Commissioner » Wood ni ceux de la Commission dans la décision où est énoncé son « concurring opinion » ne sont cohérents avec la proposition d'Hydro-Québec.

Selon son opinion, M. Wood énonce une approche qu'il entend promouvoir auprès de ses collègues dans l'avenir, tout en reconnaissant que ceci représenterait une divergence majeure à la politique suivie depuis maintes années par cet organisme de réglementation :

I write separately today to lay out the key aspects of what I hope will become the FERC's generation interconnection policy.

Dans son court texte, Wood écrit :

[C]osts of transmission beyond the power plant busbar which are needed to accommodate the output of the new generation facility should be borne by the transmission service provider and be promptly recoverable in transmission rates from all end-use customers by state and federal regulators.

En même temps, il reconnaît clairement que cela représenterait un changement de cap important pour la FERC qui, depuis presque dix ans a suivi une politique claire d'attribuer aux producteurs les coûts de raccordement qui ne constituent pas une amélioration du réseau pour le bénéfice de tous les utilisateurs.²⁴⁵

Cette politique se trouve encore dans la décision citée, à laquelle le « Commissioner » Wood souscrit d'ailleurs dans son opinion où il se rallie à la majorité :

Detroit Edison argues that the facilities constructed to interconnect the facility are directly assignable facilities and provide no benefits to the ITC transmission system. Detroit Edison maintains that Dearborn should not receive transmission credits for its contributions to non-network upgrades.

It is not clear from the information before the Commission whether the facilities at issue are directly-assignable interconnection facilities or network upgrades. ... [W]e will set the charges in Exhibit B for hearing.

La nouvelle politique, que M. Wood entend mettre de l'avant pour l'avenir, aurait pour but de promouvoir agressivement la construction de nouvelles centrales. Wood amorce ses observations en écrivant :

Because the nation needs investment in power generation facilities of all sizes, it is important to have regulatory policies that provide incentive to power developers to construct.

Or, cette politique sous-jacente à l'opinion de M. Wood n'est définitivement pas celle du Québec. La politique énergétique du Québec n'implique pas la promotion tout azimut de nouvelles centrales privées, la Régie ne devrait donc pas adopter une politique réglementaire ayant ce but.

L'approche proposée par M. Wood est conçue pour traiter de nouveaux concurrents sur un pied d'égalité avec les services publics :

The practice of requiring new generators to bear a portion of transmission system interconnection costs results in unequal treatment of new generation compared to pre-existing utility-owned generation, whose transmission costs are generally rolled into overall transmission rates. We will never have a truly level generation playing field if new facilities must recover transmission costs in their rates that existing facilities do not bear.

Le but de la proposition d'Hydro-Québec, par contre, n'est pas de créer un «truly level generation playing field » entre elle-même et les nouveaux producteurs. Si cela était le but, elle aurait proposé le *roll-in* du coût de *tout* raccordement, peu importe le coût, comme le fait l'article 164.1 pour les actifs d'Hydro-Québec. Elle ne l'a pas fait. Elle propose plutôt de faire payer des contributions en capital aux nouveaux producteurs, lorsque les raccordements dépassent un certain seuil. En ce faisant, elle renforce la différence dans le traitement de ses propres actifs — qui bénéficient d'un «roll-in » complet — et ceux de ses concurrents, à l'opposé du but recherché par M. Wood.

D'ailleurs, M. Wood reconnaît le bien-fondé de l'approche proposée par la Coalition industrielle et d'autres intervenants, soit d'attribuer le coût des « generation-related transmission assets » (GRTA) aux producteurs :

One answer would be to allocate some transmission costs back to the existing facilities.

²⁴⁵ « The utility may directly assign the costs of interconnecting a particular customer or building a radial line to the customer, i.e., a line not integral to the utility's system. » FERC, Order 409, cité dans RNCREQ-18, p. 28.

Il croit cependant qu'il serait plus facile ("the easier answer") de partager tous les coûts de raccordement parmi tous les usagers. Pour lui, cette approche y est équivalente, étant donné que :

Customers ultimately bear these costs under either allocation method.

Cela présuppose que ce sont les mêmes consommateurs qui paieraient la note selon les deux approches. Ceci serait sans doute le cas dans une juridiction comme le Texas, où la vaste majorité de la production est consommée à l'intérieur de l'État et où le grand défi de la politique énergétique est de promouvoir la construction de nouvelles centrales pour les besoins locaux. Au Québec, par contre, le roll-in des coûts de raccordement aurait surtout l'effet de faire payer les coûts qui servent aux exportations par les consommateurs de la charge locale et par les autres clients de TransÉnergie. L'effet serait donc du « *cost-shifting* » — ce qui n'est certainement pas le but recherché par M. Wood. Le raisonnement de M. Wood ne trouve donc aucune application dans le contexte québécois.

Le RNCREQ recommande à la Régie :

- a) **de maintenir la notion d'installations d'attribution particulière (« direct assignment facilities ») dans le règlement 659, en donnant à ce terme une interprétation conforme à celle que lui donne la FERC et l'industrie électrique et;**
- b) **d'adhérer aux principes reconnus en matière de réglementation en s'assurant que les coûts des équipements qui ne bénéficient qu'à un seul utilisateur soient identifiés comme des IAP, tel que le requiert le règlement tarifaire en vigueur, pour que leurs coûts ne soient pas aux frais de tous les utilisateurs.**

Autrement dit, la Régie doit attribuer aux producteurs le coût de tout raccordement qui ne constitue pas une amélioration du réseau pour le bénéfice de tous les usagers. Cette dernière détermination doit se faire au cas par cas, selon les principes réglementaires bien établis, tel qu'ils se trouvent dans les décisions pertinentes de la FERC.

Cela impliquerait que, lorsque des ajouts au réseau sont requis pour permettre un service de transport demandé — soit par un client de point à point, un client en réseau intégré ou

même le distributeur pour les besoins de la charge locale — que les actifs requis soient identifiés et classés selon s'ils contribuent à améliorer le réseau pour le bénéfice de tous les usagers ou non. Ceux qui ne contribuent pas à améliorer le réseau pour le bénéfice de tous les usagers être identifiés comme des IAP et leurs coûts attribués directement au client qui en a besoin.

7.4.3 Doit-on traiter différemment les ajouts fait pour le Distributeur (la charge locale) versus les ajouts fait pour les clients en réseau intégré et de point à point ?

Recommandation

Le RNCREQ considère que le fait d'extraire le Distributeur du mécanisme prévu pour le coût des ajouts ne crée aucun bénéfice pour la charge locale et pourrait même avoir des conséquences inverses en favorisant la construction d'équipements qui sont à l'encontre de l'intérêt public en raison de leurs externalités environnementales et sociales²⁴⁶. **Le RNCREQ demande à la Régie de traiter les ajouts pour la charge locale de la même façon que tout autre ajout.**

7.5 Rabais

7.5.1 Argumentation

Hydro-Québec demande à la Régie :

- a) de modifier le libellé des appendices 7 et 8, pour enlever l'obligation d'offrir des rabais égaux sur tous les chemins de transport ;
- b) d'adopter la politique de rabais qui se trouve à l'annexe 2 de son argumentation finale, qui permet au transporteur d'accorder des rabais :
 - i. lorsqu'il constate une baisse des revenus du service de transport de court terme qui, selon lui, est attribuable au fait que les tarifs de

²⁴⁶ Voir N.S., v. 27, p. 57 à 59.

transport sont trop élevés, eu égard aux conditions du marché de l'électricité ;

- ii. lorsqu'il souhaite commercialiser des surplus de capacité de transport de court terme ;

Selon cette même politique, le transporteur :

- a) doit s'assurer que les prix du service de transport ferme sont en tout temps égaux ou supérieurs au service non ferme ;
- b) n'est contraint par aucun prix minimum ;
- c) fait rapport à la Régie sur l'application de sa politique de rabais, sur demande.

Ni la demanderesse ni ses témoins n'ont d'aucune façon réfutée les conclusions de nos experts Messieurs Raphals, Bradford et Disher quant à l'application des rabais dans le passé. Dans leur preuve écrite et verbale,²⁴⁷ ces experts ont démontré :

- que des rabais massifs ont été accordés de 1997 jusqu'en mi-2000, dont HQ-Production était le bénéficiaire presque exclusif ;
- que la vaste majorité de transactions de point à point exécutées durant cette période aurait eu lieu, tôt ou tard, même en l'absence de rabais, pour la simple raison qu'Hydro-Québec n'a pas de choix que d'exporter son surplus hydraulique ;
- que ces rabais n'étaient pas nécessaire pour augmenter l'utilisation du réseau ;
- qu'en s'accordant à elle-même des rabais d'une telle envergure, qui n'était pas et n'ont pas été justifié sur une base économique, Hydro-Québec a contrevenu aux principes de base d'une saine gestion dans un cadre réglementaire, tel qu'exprimé par la FERC (« a transmission provider should discount only if necessary to increase throughput on its system » — Order 888-A) ou par la British Columbia Utilities Commission, qui a refusé une politique de rabais trop généreuse en disant :

the Commission does not believe that a more generous discount policy would act to increase the use of the system. Accordingly, a more generous discount policy would act only to decrease the amount of revenue recovered through Point-to-Point rates and increase the amount of revenue which would need to be recovered from Network and Native Load Customers.²⁴⁸

- que ces rabais ont donc mené à une sous-perception importante des revenus de point à point, et

²⁴⁷ RNCREQ-18, section 3.2, p. 15 à 23; N.S., p. 38 à 39.

²⁴⁸ BCUC, West Kootenay Power Ltd., Transmission Access Application, Decision, March 10, 1999, page 21, cité dans RNCREQ-18, p. 25.

- qu'en se comportant de façon à donner un avantage financier à son « affiliée »²⁴⁹, au dépend de la charge locale et/ou de ses propres résultats financiers, TransÉnergie a fait preuve de « *affiliate abuse* ».

Le RNCREQ demande à la Régie de prendre acte des conclusions non contestées de ses experts, telles que mentionnées ci-dessus.

D'ailleurs, ce que soutient Hydro-Québec²⁵⁰ à l'effet qu'aucun intervenant n'a évalué l'impact de sa proposition sur le niveau des réservations de point à point et par conséquent, sur la facture de la charge locale, est donc faux. L'analyse de nos experts démontre en réalité qu'un tarif élevé ne réduirait pas significativement les réservations de point à point, même s'il pouvait avoir un impact sur l'utilisation du réseau par certains clients de TransÉnergie.

Cette analyse démontre que le niveau des réservations de point à point fait par HQ-Production ne varie que peu ou pas selon le tarif, étant déterminé surtout par l'écart entre les apports hydrauliques et les besoins québécois. Pour cette raison, un tarif élevé n'affecte que le volume de transactions "achat-revente" d'HQ-P ainsi que l'utilisation par des tiers, qui ensemble ne représentent qu'un petit pourcentage des revenus de TransÉnergie²⁵¹ ;

7.5.2 Les conséquences des rabais passés

Hydro-Québec admettait par écrit qu'elle n'avait fait aucune analyse *ex post* des rabais offerts :

Les rabais sont établis pour une période donnée à partir des prix futurs de l'énergie prévus sur les différents marchés. Comme ces prix sont en constante évolution (en fonction des heures du jour ou de la nuit, des saisons, des périodes d'entretien des équipements, des pannes, etc.), une comparaison ex post des rabais offerts par rapport aux données réelles n'est pas effectuée par le transporteur.²⁵²

²⁴⁹ Étant donné qu'il s'agit d'une compagnie unique Hydro-Québec, la relation entre TransÉnergie et HQ-Production est en réalité plus proche que ce que dénote le terme, « affiliés ».

²⁵⁰ Argumentation d'Hydro-Québec, p. 149 et 150;

²⁵¹ Voir RNCREQ-18, section 3.2.4 (p. 22 et 23).

²⁵² HQT-13, doc. 14.1, p. 4, R99.1a.

En audience, M. Gagnon explique :

Q. Considérant ça, pouvez-vous m'expliquer pourquoi vous ne faites aucune vérification pour vous assurer que vos prévisions étaient justes et que les rabais n'ont pas été excessifs? Ce qui est en fait aurait peut-être pour but de vous faire réévaluer votre méthode d'évaluation.

R. Oui, comme vous l'a indiqué monsieur Roberge dans sa réponse précédente, on utilise différents moyens pour faire une prévision dans le futur de ce qu'on croit que pourraient être les prix de marché et établir en conséquence le niveau de rabais de court terme de façon à maximiser nos revenus. Maintenant, après le fait, si on tourne maintenant que la situation, ce qu'on appelle *ex post* dans un jargon d'économiste, il y a tellement de choses qui peuvent se passer dans un marché que la comparaison de ce qui s'est fait après, de regarder après quels sont les prix réels dans le marché et essayer après le fait d'établir ce qu'aurait pu ou ce qu'aurait dû être un prix de transport, c'est un exercice qui est tout à fait futile, qui n'est pas utile et qui ne donne pas d'information valable.²⁵³

Le lendemain, face aux questions de la Régie, les témoins d'Hydro-Québec ont changé leur position :

... Quand monsieur Gagnon parlait de futilité, c'est qu'il parlait de l'utilisation qu'on peut en faire de certains résultats en disant, regardez, vous vous êtes trompés, vous n'avez pas été bons. Donc, ça, c'est ce genre d'exercice-là qui nous apparaît inutile et, à la limite, un peu futile.

Cependant, j'ai rajouté, moi, si je me souviens bien, aussi dans mon témoignage d'hier que les études, quelles qu'elles soient, nous renseignent quand même assez souvent de façon intelligente sur ce qui s'est passé ou ce qui ne s'est pas passé. Donc, de toute évidence, faire des études a posteriori fait partie de l'exercice même du bon prévisionniste. Il faut qu'il sache pourquoi il s'est trompé, quand il s'est trompé, puis la grandeur de son erreur.²⁵⁴

Et un peu plus tard :

Alors, c'est sûr que, quand on a des décisions à prendre, on y va, on regarde dans la vitre avant, mais il est nécessairement utile à l'occasion de regarder dans le miroir et de pouvoir se calibrer et d'ajuster ses choses. Mais ce n'est pas un exercice qui est pertinent pour dire de façon absolue, oui, le rabais est bon ou n'est pas bon.²⁵⁵

M. Roberge reconnaît ainsi la pertinence de faire des analyses *post facto* des rabais offerts et semble promettre de les faire dans l'avenir. Mais, à l'heure actuelle, il demeure que TransÉnergie, de l'admission de ses propres témoins, n'a jamais fait de telles analyses concernant ces rabais depuis l'entrée en vigueur du règlement 659.

²⁵³ N.S., v. 23, p. 106 à 107.

²⁵⁴ N.S., v. 24, p. 260 à 261.

²⁵⁵ Ibid., p. 264.

Le fait qu'HQ-Production ait bénéficié de rabais qui n'étaient pas justifiés sur une base économique entre 1997 et 2000 a eu pour effet de diminuer les revenus de TransÉnergie et d'augmenter les bénéfices de HQ-Production. Des ventes fermes en Nouvelle-Angleterre en 1999, seulement 5,8 % des revenus ont été affectés au service de transport, la balance soit 96,2 % étant attribué à la production²⁵⁶.

En diminuant les coûts de transport qui auraient dû être charger à HQ-Production pour ses exportations, les rabais ont eu l'effet pervers de faire apparaître les exportations de HQ Production comme plus rentables qu'elles le sont. Selon le témoignage non contredit de nos experts MM. Raphals, Bradford et Disher, H.Q. Production aurait effectué ces ventes tôt ou tard, même si elles n'étaient pas rentables, afin d'écouler le surplus hydraulique d'Hydro-Québec²⁵⁷.

Si ces rabais n'avaient pas eu lieu, les revenus moyens du service de point à point court terme pour les années 1997-2000 auraient été de 51,8 M \$ au lieu de 10,4 M \$. Si les rabais moyens n'était que de 20 %, les revenus moyens auraient été de 41,4 M \$, comme le démontre le tableau suivant :

Revenus du service de point à point court terme

	1997	1998	1999	2000	totaux
revenus (M \$)	4,8	3,5	21	4,6	33,9
mois	9	12	12	6	39
revenus moyens annuels					10,4 \$
rabais moyen	89%	82%	76%	74%	
revenus s'il n'y avait pas de rabais (M \$)	43,6	19,4	87,5	17,7	168,3
revenus moyens annuels					51,8 \$
revenus si le rabais moyen n'avait été que de 20 %	34,9	15,6	70,0	14,2	134,6
revenus moyens annuels					41,4 \$

source: *HQT-10, doc. 1.3, page 2*

²⁵⁶ RNCREQ-18, p. 19 et 20.

²⁵⁷ RNCREQ-18, p. 23 et 24.

Selon la méthode proposée par Hydro-Québec, n'eu été de ces rabais les revenus de court terme prévus pour 2000 seraient beaucoup plus élevés, ce qui produirait une facture moins élevée pour la charge locale. La différence pour la charge locale en 2001 serait de 41,3 M \$ (= 51,8 – 10,4) dans l'hypothèse d'aucun rabais ou de 31 M \$ (= 41,4 – 10,4) dans l'hypothèse d'un rabais moyen de 20 %.

7.5.3 La politique de rabais proposée

Le RNCREQ considère que la politique de rabais proposée par Hydro-Québec est inacceptable pour les motifs suivants:

1) Des rabais différenciés par chemin

La modification demandée du libellé des appendices 7 et 8 respecterait les modifications faites au tarif *pro forma* par la FERC dans l'ordonnance 888-A. Cependant, dans un contexte où il y a déjà eu constat (non réfuté par Hydro-Québec) du «*affiliate abuse*», cette proposition devrait être rejetée, à moins que des contrôles appropriés soient mis en place pour s'assurer qu'il n'est pas appliqué de façon préférentielle. Autrement, rien n'empêcherait TransÉnergie d'offrir des rabais sur les chemins utilisés par Hydro-Québec pour ses exportations, pour faire avancer ses propres intérêts marchands et en même temps de s'abstenir de les offrir sur des chemins requis par ses concurrents.

2) Les conditions proposées

Tel que mentionné par notre expert M. Raphals,²⁵⁸ même si les deux conditions proposées par Hydro-Québec peuvent aider à déterminer le moment où TransÉnergie recommencera à offrir des rabais, elles demeurent insuffisantes car elles ne donnent aucune indication de l'ampleur du rabais à offrir, ni sur quels chemins et ni pour quelle durée.

²⁵⁸ N.S., v. 27, p. 42.

De fait, la politique proposée est tellement vague qu'elle donnerait à TransÉnergie une discrétion totale. La Régie n'ayant aucun contrôle quant à la détermination du moment et des montants qui pourraient être offerts à titre de rabais une telle politique serait illégale, tel qu'expliquée ci-dessus à la section portant sur la législation.

Selon la politique proposée, avant d'offrir à nouveaux des rabais, TransÉnergie doit constater une baisse des revenus du service de transport de court terme et l'attribuer aux tarifs trop élevés. Sur quelle base fera-t-elle cette détermination ?

- On note à HQT-10, doc. 1.3, page 2 que les revenus mensuels des services à court terme ont varié énormément entre mai 1997 et juin 2000, avec des montées et des descentes marquées. Qui plus est, il appert que, dans les mois qui ont suivis la décision d'arrêter les rabais en juillet 2000, les revenus totaux à court terme ont chuté de 4,0 M \$ à 0,2 \$ M en octobre et en 0,8 M\$ en novembre et décembre 2000²⁵⁹.
- Quoique TransÉnergie prétende qu'elle fera des analyses poussées pour déterminer la cause des baisses de revenus, il appert qu'elle n'a fait aucune analyse pour déterminer la cause de la chute des revenus de point à point à la fin de 2000. Cette situation semble déjà répondre à la première condition proposée par TransÉnergie pour recommencer les rabais.
- Enfin, M. Gagnon a expliqué que l'on détermine que cette deuxième condition n'est pas évaluée dans les analyses rétrospectives mais seulement à l'étape prévisionnelle :

C'est que là, ici, maintenant, dans l'énoncé qui est là, on se positionne avant la période et on dit, si on anticipe une baisse de revenus et que c'est parce qu'il y a des tarifs trop élevés, là, c'est là qu'on dit qu'on pourrait vouloir offrir des rabais.²⁶⁰

La première condition est donc déjà remplie et la deuxième, en pratique, n'est appliquée que de façon théorique. Ces deux conditions ne peuvent donc fournir un encadrement adéquat pour l'attribution de rabais.

7.5.4 La carte blanche pour l'avenir

²⁵⁹ HQT-13, doc. 14.1, p. 18.

²⁶⁰ N.S., v. 24, p. 264.

Même si les deux conditions ne se sont pas remplies, Hydro-Québec se garde la liberté d’offrir des rabais si elle le veut, ce qui équivaut à une carte blanche pour l’avenir :

Le transporteur peut aussi, de temps à autre, accorder des rabais sur les tarifs de transport lorsqu’il souhaite commercialiser des surplus de capacité de transport de court terme.²⁶¹

Non seulement Hydro-Québec veut-elle garder une liberté totale d’offrir des rabais lorsqu’elle veut, mais elle veut également garder une liberté totale quant au pourcentage de rabais à offrir²⁶². Ainsi, elle ne veut aucun prix plancher (prix minimum), malgré le fait que ses rabais historiques dépassaient largement le niveau de rabais typiquement offert dans l’industrie, surtout pour le service ferme. En fait, Hydro-Québec n’a pas identifié un seul transporteur qui offre des rabais sur le service ferme aussi importants que les siens.

7.5.5 Recommandations

Selon les propositions d’Hydro-Québec quant à la facture pour la charge locale, tout écart par rapport aux prévisions sera attribué à l’actionnaire. Cela implique que chaque dollar de revenus du service de point à point au-delà du montant prévu ira augmenter le rendement de l’actionnaire au-delà du taux de rendement autorisé, ce qui serait contraire à l’esprit de l’article 31.1 de la *Loi* puisque la Régie n’aurait pas autorisé ce rendement.

De plus, selon cette proposition, Hydro-Québec obtiendrait un bénéfice additionnel de ses rabais historiques, parce qu’ils font en sorte que ses prévisions pour les revenus de point à point (court terme) demeurent extrêmement basses. Cela fait en sorte que les revenus seront presque certainement plus élevés que les prévisions, créant ainsi une grande probabilité d’un trop-perçu.

²⁶¹ Argumentation d’Hydro-Québec, Annexe 2, p. 2.

²⁶² Quoique le témoin Roberge de TransÉnergie a proposé de soumettre la méthodologie de fixation des rabais à la Régie pour approbation, M. Bastien, qui porte plusieurs chapeaux à l’extérieur de TransÉnergie, a rapidement écarté cette possibilité.

Rien dans la politique proposée n'empêche TransÉnergie de retourner à l'utilisation abusive de rabais pour améliorer la position concurrentielle d'HQ-Production par rapport à ses concurrents.

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ recommande que la Régie rejette la politique de rabais proposée par Hydro Québec. Nous vous soumettons qu'il serait illégal de permettre à TransÉnergie d'accorder des rabais sans un encadrement beaucoup plus serré que celui proposé par la demanderesse.

La Régie doit donc interdire tout rabais et ce tant qu'une politique de rabais établie dans le respect de la loi n'aura pas été approuvée par la Régie.

Pour fournir un tel encadrement, le mécanisme de contrôle le plus direct serait d'interdire TransÉnergie d'offrir des rabais, à moins qu'elle démontre au préalable que de tels rabais augmenteraient ses revenus sur le long terme.²⁶³

Cette approche aurait cependant certains inconvénients. Il est fort possible que des rabais mènent à une certaine augmentation du volume de réservations de la part des tierces parties. De la même façon, ils pourraient inciter HQ-Production à augmenter ses exportations en important davantage d'électricité pour desservir la charge locale (des transactions dites « achat-revente »).²⁶⁴

Cependant, même si de tels rabais étaient justifiés par un souci d'augmenter le volume de réservations, ils auraient inévitablement le résultat de réduire les revenus de TransÉnergie en réduisant le prix moyen des réservations que nécessiterait HQ-Production pour exporter son surplus hydraulique.

Ces constats mènent à une autre option : de permettre à TransÉnergie d'offrir des rabais sans contrainte, mais de limiter leur utilisation par HQ-Production, à moins qu'elle puisse

²⁶³ RNCREQ-18, p. 25.

²⁶⁴ RNCREQ-19, p. 1 à 3.

démontrer à la Régie que son utilisation des rabais aura l'effet d'augmenter les revenus de point à point de TransÉnergie sur le long terme.

In other words, it would have to clearly establish that the additional revenues resulting from increased usage over and above that required to sell off the hydraulic surplus (i.e., usage resulting from so-called “buy-sell” transactions) would more than offset the revenue shortfall resulting from discounting transactions that would have taken place in any case.²⁶⁵

Une telle approche, qui établit un traitement spécial pour le « marketer » affilié au transporteur, par rapport aux autres clients en transport, serait justifiée par le constat de « *affiliate abuse* », qui requiert des mesures extraordinaires. La décision Bangor (RNCREQ-22, doc. 5) démontre que, dans des situations particulières, il peut s'avérer approprié de permettre des rabais à certains clients sans les offrir à tous. Devant les faits exposés ci-dessus, nous croyons que cette approche est justifiée. La Régie devrait toutefois être informée par un suivi très serré de tout rabais offert et des résultats des transactions

Cependant, le RNCREQ constate que dans la mesure où sa recommandation de maintenir le mécanisme de tarification pour la charge locale présentement en vigueur, en vertu de l'article 34 est retenue par la Régie, le bénéfice que peut obtenir Hydro-Québec d'une utilisation abusive de rabais aurait tendance à disparaître.

Cette affirmation serait renforcée si la Régie modifiait légèrement ce mécanisme tel que proposé à RNCREF, p. 5, soit :

- de traiter les réservations non-ferme de la même manière que les réservations fermes, pour les fins du calcul de la Charge mensuelle du réseau de transport (article 34.3), et
- de calculer ce montant en soustrayant de la pointe mensuelle du réseau la *moyenne* des réservations de point à point pour le mois, au lieu des réservations coïncidentes de tous les clients de point à point.

Ces changements requièrent les modifications suivantes à l'article 34.3 :

34.3 Détermination de la charge mensuelle du réseau de transport du transporteur: La charge mensuelle du réseau de transport du transporteur correspond à la pointe mensuelle du réseau de transport du transporteur moins l'utilisation de pointe coïncidente de tous les clients du service de transport ~~ferme~~ de point à point en vertu de la partie II du Contrat du service de transport plus la moyenne de la capacité réservée de tous les clients du service de transport ~~ferme~~ de point à point pour le mois.

²⁶⁵ Ibid., p. 5.

Ces modifications à l'article 34 feraient disparaître tout avantage qu'Hydro-Québec pourrait autrement obtenir par l'utilisation de rabais excessifs. La Régie pourrait alors autoriser TransÉnergie à offrir librement des rabais, sans avoir se préoccuper de l'impact que de tels rabais pourraient avoir sur la charge locale.

7.6 Autres conditions de service

Il y a plusieurs dispositions du règlement tarifaire dont Hydro-Québec ne demande pas la modification mais qu'elle n'a toutefois pas cru bon de respecter. Deux de ces dispositions sont en fait interreliées l'une avec l'autre. Ce sont les articles 13.7 (concernant les points de réception pour le service du point à point) et 30.1 (concernant la désignation des ressources en réseau).

Considérant que ces dispositions d'un règlement tarifaire en vigueur sont empruntées d'un règlement étranger (le tarif *pro forma* de la FERC), nous devons nous inspirer de l'interprétation que la FERC, entité qui les a adoptées à l'origine, leur donne pour bien saisir leur sens et leur portée.

7.6.1 Article 13.7 : Désignation de points de réception

Hydro-Québec ne demande pas la modification de l'article 13.7 de son règlement tarifaire en transport. Cependant, il y a une preuve non contestée dans le dossier à l'effet que l'utilisation du tarif par TransÉnergie n'est pas faite conformément à cette disposition.

TransÉnergie ne nie pas qu'elle permet à Hydro-Québec de transmettre de l'énergie de n'importe quelle centrale sous une seule réservation point à point qui identifie normalement Montréal comme le point de réception. Or, l'article 13.7 stipule explicitement et de manière non ambiguë qu'un «point de réception» réfère à un point physique sur le réseau (une interconnexion ou un point de raccordement avec une centrale) et que, si le client veut utiliser la capacité de deux centrales à un seul point de

livraison, le prix applicable est basé sur la somme des réservations applicable à chaque centrale.

La situation dans certains « *pools* », à laquelle a fait référence M. Bordeleau ²⁶⁶, ne contredit pas cette affirmation. Notons que PJM est un *pool*. Dans le contexte d'un *pool*, lorsque l'énergie est achetée du *pool*, le point de réception est le *pool* tout simplement. Des courtiers (marketers) peuvent donc désigner le *pool* comme le point de réception, mais seulement dans le cas où l'énergie est achetée du *pool*. Pour l'énergie produite à leurs propres centrales, ces centrales doivent néanmoins être identifiées comme le point de réception.

13.7 b) Le client du service de transport peut acheter un service de transport pour faire des ventes de puissance et d'énergie provenant de différents groupes turbines-alternateurs qui se trouvent sur le réseau de transport du transporteur. Pour un tel achat de service de transport, les ressources seront désignées comme étant de multiples points de réception, sauf si les différents groupes turbines-alternateurs sont situés dans la même centrale électrique, auquel cas ils seront traités comme un point de réception unique.

c) Le transporteur doit fournir des livraisons fermes de puissance et d'énergie du(des) point(s) de réception au(x) point(s) de livraison. Chaque point de réception où une capacité de transport ferme est réservée par le client du service de transport doit être stipulé dans la convention de service de transport ferme de point à point avec une réservation de capacité correspondante associée à chaque point de réception. Chaque point de livraison où une capacité de transport ferme est réservée par le client du service de transport doit être stipulé dans la convention de service de transport ferme de point à point avec une réservation de capacité correspondante associée à chaque point de livraison. La capacité réservée pour le client du service de transport correspondra au plus élevé des montants suivants: (1) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de réception ou (2) la somme des réservations de capacité au(x) point(s) de livraison. Le client du service de transport se verra facturer sa capacité réservée conformément à l'annexe 7. Le client du service de transport ne peut pas dépasser sa capacité réservée ferme à chaque point de réception et à chaque point de livraison, sauf stipulation contraire à l'article 22.²⁶⁷ Advenant qu'un client du service de transport (y compris les ventes à un tiers par le transporteur) dépasse sa capacité réservée ferme à un point de réception ou de livraison, le client du service de transport paiera au transporteur un montant égal à 150% des frais applicables en vertu de l'annexe 7 pour la capacité excédant la capacité réservée ferme.

Par exemple, si HQ-Production entend réserver la capacité ferme pour transporter 1,000 MW à Sandy Pond (« NE ») qui pourrait provenir à certains moments de la Baie James et à d'autres moments de Manic, elle aura selon le tarif en vigueur à payer le prix de point à point pour $1000+1000=2000$ MW. Le règlement tarifaire précise que : lorsqu'un client

²⁶⁶ N.S., V. 31, p. 92

dépasse sa capacité réservée, il doit payer au transporteur un montant égal à 150% des frais applicables pour la capacité excédant la capacité réservée ferme. Étant donné qu'une seule réservation de 1 000 MW ne peut s'appliquer à la fois à la Baie James et à Manic, HQ-Production aurait dû payer de telles pénalités pour un grand nombre de ses transactions de point à point.

TransÉnergie tente de contourner cette obligation en désignant toute la région du Québec sous un seul vocable dans son système OASIS («HQT»). Une telle approche n'est pas conforme au règlement en vigueur. Les points de réception sont définis non pas par le système OASIS, mais par les points de réception identifiés aux conventions de service. En exécutant des conventions de service avec le point de réception «Montréal», TransÉnergie est en violation de son règlement tarifaire, étant donné que Montréal n'est pas un point d'interconnexion sur le réseau de transport où la puissance et l'énergie peuvent être mises à la disposition du transporteur :

1.33 Point(s) de réception: Le(s) point(s) d'interconnexion sur le réseau de transport du transporteur où la puissance et l'énergie seront mises à la disposition du transporteur par le fournisseur en vertu de la partie II du Contrat du service de transport.

L'interprétation des dispositions et des termes contenus au règlement 659 doit respecter et être conforme à celle de la FERC, instance qui a mis en place ces termes et dispositions. Or, la FERC a très clairement indiqué que des centrales géographiquement distinctes ne peuvent être considérées comme un seul point de réception :

ExxonMobil sells energy from two QFs, the BRTG and the Exxon Cogen, which clearly are not a single generating plant. ... ExxonMobil is requesting that it be permitted to use the separate contract paths that originate at each of the three 230 kV transmission substations at different points onto Entergy's 230 kV transmission grid as a single firm point-to-point contract path in order to facilitate its sale of energy from its QF facilities in aggregate. This is not consistent with the OATT [open access transmission tariff].²⁶⁸

²⁶⁷ L'article 22 permet le client de service ferme de point à point de prendre service sur un point de réception ou de livraison autre que celui spécifié dans sa réservation sans frais additionnels, mais seulement sur une base non ferme.

²⁶⁸ FERC, ExxonMobil Chemical Company, ExxonMobil Refining & Supply Company v. Entergy Gulf States, Inc., Docket No. EL00-34-000, 91 F.E.R.C. P61,106, *Order Denying Complaint*, April 27, 2000, cité dans RNCREQ-18, p. 54. Les dispositions pertinentes du OATT en question sont identiques à celles du tarif *pro forma* ainsi qu'au règlement 659.

Hydro-Québec ne peut pas non plus argumenter que, malgré le fait que l'énergie vient de centrales distinctes, c'est seulement une fois rendue à Montréal qu'elle est «mise à la disposition du transporteur par le fournisseur ». Si c'était le cas, toutes les lignes entre les centrales et Montréal auraient dû être affectées au producteur et exclues de la base de tarification du transporteur :

Hydro-Québec's actions in this matter have the effect of pretending that the transmission facilities between Montreal and the individual generating stations do not exist. However, since Hydro-Québec has steadfastly insisted on including the costs of such facilities in their rate calculation, we are reminded continually that (a) those facilities do exist; (b) Hydro-Québec does not consider them to be direct assignment facilities; and (c) they cost a great deal of money.²⁶⁹

Tel que l'explique la FERC dans la décision précitée, permettre à un client de faire des réservations à points de réception multiples sans facturer la somme des réservations, tel que le requiert l'article 13.7c), est l'équivalent de lui offrir un rabais important :

ExxonMobil has requested that it be permitted to have designated a single point of receipt in order to avoid having to make multiple reservations for delivery of QF power from the Exxon Cogen and thus, avoid making payments for multiple firm contract paths. However, ExxonMobil in fact will be making use of multiple contract paths on Entergy's transmission grid on a firm basis in order to export energy from its two QFs for resale. In these circumstances, ExxonMobil is required to pay for the reservation of each of these separate contract paths. As we stated in Commonwealth Edison, the real issue here is price. ExxonMobil essentially is asking Entergy to discount its transmission rates through the designation of a single point of receipt. As stated in Commonwealth Edison, effecting a rate reduction by changing the capacity reservation results in a discount and circumvents the discounting requirements of Order No. 888. [note omitted]²⁷⁰

Elle fait référence à la décision Commonwealth Edison :

The real issue presented here has to do with price. Under the pro forma tariff, if multiple generating units are designated as separate primary points of receipt, the customer will pay for separate reservations. For example, if 3 generating units on Commonwealth Edison's system are designated as points of receipt with reservations of 100 MW each in conjunction with one point of delivery with a reservation of 100 MW, the tariff customer will have a 300 MW capacity reservation (the sum of the reservations at the points of receipt). [note omitted] Under Commonwealth Edison's proposal, the charges under this example would be reduced 67 percent because the capacity reservation would be 100 MW rather than 300 MW. While we have no objection to Commonwealth Edison proposing revised rate sheets to offer lower rates on transactions with multiple receipt points, Commonwealth Edison's use of non-rate term and condition revisions to effect these rate reductions is objectionable. First, it creates confusion. Second, Commonwealth has created a new category of transmission service (firm point-to-point transmission service where the "underlying power sale" is a system sale) for what is, in fact, no more than a mere rate reduction.²⁷¹

²⁶⁹ N.S., v. 27, p. 71.

²⁷⁰ FERC, ExxonMobil, op. cit., cité dans RNCREQ-18, p. 54.

²⁷¹ 78 FERC P61,090, ER96-2367-000, Jan. 31, 1997, cité dans RNCREQ-18, p. 54-55.

Suivant cette même logique, il appert que, en acceptant des réservations à points de réception multiples, TransÉnergie a irrégulièrement donné des rabais à Hydro-Québec, agissant à l'encontre des dispositions de son propre tarif.

Le RNCREQ recommande :

- 1. que la Régie constate que la désignation de Montréal comme point de réception dans les conventions de service de point à point ne respecte pas l'article 13.7 du règlement tarifaire ;**
- 2. que la Régie déclare nulle et sans effet toute convention de service qui indique comme point de réception Montréal ou tout autre point non conforme avec la définition qui se trouve à l'article 1.33 du règlement 659;**
- 3. que la Régie ordonne TransÉnergie d'inscrire, dorénavant, le véritable point de réception sur toute nouvelle convention de service, en conformité avec l'art. 13.7;**
- 4. que, dans la mesure où la Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec de fixer le montant à facturer pour la charge locale selon la méthode présentée à HQT-10, doc. 1, pages 31, qu'elle le modifie en remplaçant les prévisions des revenus du service de point à point à long terme de manière à éliminer le rabais illégal qui résulte de la non-conformité avec l'art. 13.7. Pour ce faire, la Régie doit estimer les réservations additionnelles dont HQ-Production aurait besoin pour exporter au moins son surplus hydraulique, dans le respect de l'art. 13.7 ;**

7.6.2 Désignation des ressources en réseau

Une question se pose concernant la désignation des ressources en réseau. Selon l'article 30.1 :

30.1 Désignation des ressources en réseau: Les ressources en réseau comprennent toute la production possédée ou achetée par le client du réseau intégré qui est désignée comme devant alimenter la charge en réseau en vertu du Contrat du service de transport. Les ressources en réseau ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un

engagement pour une vente à un tiers d'une charge non désignée ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge en réseau du client du réseau intégré sur une base non interruptible.

...

La définition de ce concept se trouve à l'article 1.40 :

1.40 Ressource en réseau: Toute ressource de production désignée possédée ou achetée par un client du réseau intégré au sens du Contrat du service de transport applicable au service de transport en réseau intégré. Les ressources en réseau ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge en réseau du client du réseau intégré, sur une base non interruptible.

Le sens de cette définition est clair : les ressources en réseau ne doivent inclure que des centrales qui sont disponibles en tout temps pour la charge en réseau, en excluant toute centrale (ou partie d'une centrale) qui est affectée aux ventes fermes aux tiers.

La relation étroite entre cette disposition et celle traitée dans la section précédente (article 13.7) a été soulevée par notre expert M. Disher :

With respect to network service, Hydro-Québec has not lived up to the obligations of the tariff to properly identify its generating sources for network or native load in the manner required by the tariff. Whatever amount of its generation resources is required as setting the capacity requirement for point-to-point service for exports should be removed from its designation of Network Resources.

When pressed on this point, Hydro-Québec's answer was that it was not in violation of section 30.1 because none of its generating resources were committed for point-to-point sales. In other words, because Hydro-Québec fails to designate the actual points of receipt for point-to-point sales, as required by section 13.7, it is not constrained by section 30.1.

Obviously, these two provisions go together, and respect for them is not optional. If Hydro-Québec prefers not to be bound by these provisions, it should simply request that they be eliminated from its tariff, though it must realize that, should the Régie agree, it would open the door to a potentially difficult debate at FERC, as these provisions form an essential part of the minimum conditions of service required by the *pro forma* tariff.

Our initial recommendations regarding these issues therefore stand. Hydro-Québec should, first: establish a Point-to-Point capacity reservation for each generating source that it expects to use in export sales, with the designated Point of Receipt as the actual interconnection point of the generator; as required by section 13.7, and second, Hydro-Québec should designate the specific generating resources that it will use in serving its retail load, respecting the constraint mentioned earlier in section 30.1.²⁷²

Rappelons à cet égard le témoignage de M. Roberge,:

Dans le temps, il n'y avait pas besoin d'aucune désignation de ressource puisque c'était l'ensemble du parc existant. C'est encore le cas. On n'a pas besoin d'aucune désignation parce que c'est l'ensemble du parc existant,²⁷³...

²⁷² N.S., V. 27, 28 mai 2001, p. 75 à 76. Voir aussi RNCREQ-18, p. 57, 1^e paragraphe.

²⁷³ N.S., V. 24 à la page 230

Les experts du RNCREQ ont démontré que la pratique décrite par M. Roberge est illégale parce que non conforme avec le règlement tarifaire en vigueur. Il ressort de leur témoignage que l'esprit des articles 13.7 et 30.1, pris conjointement, est d'obliger un service public verticalement intégré comme Hydro-Québec à distinguer clairement entre les ressources de production affectées à la charge locale et ceux qui alimentent les ventes fermes de point à point (les ventes hors réseau). Même si ces ventes sont de court terme, chaque fois qu'Hydro-Québec s'engage sur une vente ferme sur le marché de gros, une partie de son parc de production devient non-disponible pour desservir la charge locale. Selon l'art. 30.1, Hydro-Québec doit informer TransÉnergie, par le biais de sa désignation de ressources en réseau²⁷⁴, de cette affectation.

Le RNCREQ recommande donc que :

- 1. la Régie constate que la désignation en réseau intégré de tout son parc de production est non conforme à l'art. 30.1 du règlement tarifaire, et**
- 2. la Régie ordonne à TransÉnergie de modifier la désignation de ressources en réseau d'Hydro-Québec pour que, à tout moment, le producteur aie suffisamment de ressources de production non désignées pour correspondre à ses engagements de ventes d'énergie et de puissance ferme.**

7.6.3 Obligation de construire

Selon l'article 15.4 du règlement tarifaire, si TransÉnergie reçoit une demande de service ferme à laquelle elle ne peut répondre favorablement à cause de l'insuffisance de capacité sur son réseau, elle doit agir « avec diligence » pour étendre ou modifier son réseau de transport afin de fournir le service de transport ferme réclamé, à condition que le client du service de transport accepte de payer les coûts s'y rapportant au transporteur, conformément aux conditions de l'article 27. Ce dernier article précise que le client est tenu de payer les coûts afférents à ces ajouts, conformément aux conditions fixées par la

²⁷⁴ En vertu des articles 30.2 et 30.3, Hydro-Québec peut modifier cette désignation à son gré.

Régie. Ces conditions sont celles traitées dans notre section «Ajouts au réseau» des présentes.

Normalement, la «diligence» d'Hydro-Québec pour construire de nouveaux équipements est assujéti à son obligation d'obtenir l'autorisation préalable de la Régie pour de telle construction, en vertu de l'article 73. Cependant, en s'appuyant sur l'article 164.1 de la *Loi*, Hydro-Québec maintient que l'approbation de la Régie n'est pas requise, tant que le règlement prévu par l'article 114(6) de la *Loi* ne sera pas entrée en vigueur.

Dans ce contexte où l'autorisation de la Régie ne serait peut-être pas requise, il n'existe aucune obligation juridique qui garantisse que de tels ajouts répondront aux exigences de l'article 5 de la *Loi*, qui requiert que la Régie «favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable».

Considérant que la Régie n'a aucune garantie que de tels ajouts favoriseront la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable, il serait contraire à la lettre et l'esprit de la *Loi* qu'elle *oblige* TransÉnergie à les faire «avec diligence.» Elle devrait plutôt favoriser la retenu, pour qu'aucun ajout ne se fasse avant qu'elle n'ait la capacité d'exercer tous ses pouvoirs.

C'est dans ce contexte que nos experts ont recommandé, dans leur preuve écrite, que la Régie modifie le règlement tarifaire pour suspendre l'application de ces dispositions. Spécifiquement, ils ont proposé l'ajout de la phrase suivante au milieu de l'article 13.5 :

Cependant, cette obligation sera sans effet jusqu'à la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1o du premier alinéa d l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.²⁷⁵

De plus, ils suggèrent l'addition des mots suivants à la fin de l'article 15.4 :

et cette obligation sera sans effet jusqu'à la date d'entrée en vigueur du premier règlement pris en vertu du paragraphe 1o du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.²⁷⁶

Les modifications proposées sont reproduites à l'annexe 4 des présentes.

²⁷⁵ RNCREQ-18, Appendix II, p. 3.

Dans sa preuve orale sur ce thème le 28 mai 2001, notre expert M. Disher a suggéré qu'étant donné la forte probabilité que le projet de règlement de la Régie soit mis en vigueur avant que la Régie ne rende sa décision dans le présent dossier, une telle modification pourrait devenir caduque :

While the recent publication of draft regulations for section 73 suggests that this issue may well be moot by the time the Régie issues its decision in the present file, if it is not, we recommend changing the tariff provisions to suspend the obligation to build until the Régie is properly empowered to review and render decisions approving or disapproving such facilities.²⁷⁷

Maintenant trois mois plus tard, le gouvernement n'ayant pas encore approuvé le règlement de la Régie, le RNCREQ partage de moins en moins l'optimisme de son expert. **Dans le contexte actuel, le RNCREQ recommande à la Régie de modifier les articles 13.5 et 15.4 selon le texte qui se trouve à l'annexe 4, à moins que le règlement en question soit mis en vigueur et publié dans la *Gazette officielle* avant que la Régie n'ait rendu sa décision dans le présent dossier.**

7.6.4 Interruptions

L'article 13.6 du règlement tarifaire énonce:

13.6 Réduction du service de transport ferme: Si une réduction dans le réseau de transport du transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a(ont) pour effet d'alléger les contraintes. Si plusieurs transactions doivent être réduites, dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale du transporteur, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point.

La preuve en chef d'Hydro-Québec soutient que la charge locale bénéficie d'une priorité d'accès au réseau de transport.²⁷⁸ Cependant, il est devenu clair lors des audiences qu'il s'agit d'une priorité de *réserve*, en temps normal. Dans les situations d'urgence, par contre, où un imprévu fait en sorte que des transactions dûment réservées doivent être réduites (interrompues), c'est l'article 13.6 qui s'applique, qui fait en sorte que « les réductions s'appliqueront proportionnellement aux clients de charge locale du

²⁷⁶ RNCREQ-18, Appendix II, p. 4.

²⁷⁷ N.S., v. 27, p. 77 à 78.

²⁷⁸ HQT-3, doc. 1, p. 7, lignes 14 à 15.

transporteur, aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point ».

Cette obligation, selon nous et selon nos experts, entre en contradiction avec le *pacte social* québécois. Il est important de reconnaître que cette obligation a été établie par la FERC qui, sous la gouverne de la «*Federal Power Act* », est obligée de promouvoir le développement de marchés concurrentiels en énergie.²⁷⁹ Sa législation constitutive ne crée pour la Régie aucune obligation.

Le RNCREQ recommande à la Régie de modifier le règlement tarifaire pour donner à la charge locale une priorité absolue par rapport au service de point à point dans des situations où des interruptions de service sont requises.²⁸⁰ Plus spécifiquement, le RNCREQ recommande que l'article 13.6 du règlement tarifaire de transport soit modifié comme suit:

13.6 Réduction du service de transport ferme: Si une réduction dans le réseau de transport du transporteur, ou une partie de celui-ci, est nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau, des réductions seront faites de façon non discriminatoire à la transaction (aux transactions) qui a(ont) pour effet d'alléger les contraintes. ~~Si plusieurs transactions doivent être réduites,~~ Dans la mesure du possible et conformément aux pratiques usuelles des services publics, les réductions s'appliqueront aux clients du réseau intégré et aux clients du service de transport utilisant un service de transport ferme de point à point avant qu'elles ne soient appliquées aux clients de charge locale du transporteur, qu'ils soient desservis par le biais d'un contrat en réseau intégré ou non, ou par d'autres services publics utilisant le Service de transport en réseau intégré. Toutes les réductions seront faites sur une base non discriminatoire; toutefois, le service de transport non ferme de point à point est subordonné au service de transport ferme. Quand le transporteur établit qu'il existe une urgence de nature électrique dans son réseau de transport et met en oeuvre des procédures d'urgence pour réduire le service de transport ferme, le client du service de transport doit faire les réductions requises à la demande du transporteur. Toutefois, le transporteur se réserve le droit de réduire, en tout ou en partie, le service de transport ferme prévu au Contrat du service de transport, incluant le service en réseau intégré, si, à sa seule discrétion, un état d'urgence ou toute autre condition imprévisible compromet ou détériore la fiabilité de son réseau de transport. Le transporteur avisera en temps opportun tous les clients du service de transport touchés des réductions programmées.

Cela est d'autant plus justifié par le fait qu'une réduction de service de transport auprès de la charge locale implique nécessairement l'interruption de service auprès de consommateurs finaux. Par contre, la réduction auprès de clients de point à point

²⁷⁹ FERC, Ordonnance 888, p. 29 à 31.

n'implique pas nécessairement de telles interruptions auprès de consommateurs finaux, même dans les régions importatrices. Étant donné que les clients du service de point à point sont nécessairement des grossistes, il est fort possible qu'ils puissent obtenir de l'énergie auprès d'un autre fournisseur si leur fournisseur québécois se trouve dans l'impossibilité d'obtenir le service de transport nécessaire.

7.7 La Régie devrait-elle fixer la facture du Distributeur à 2 385 M\$ pour l'année 2001 ?

NON.

Hydro-Québec demande à la Régie de fixer à 2385M\$ la facture du distributeur pour l'année 2001.

Pour les divers motifs exposés dans la présente argumentation et la preuve au dossier, le RNCREQ est d'avis que cette demande devrait être rejetée. La Régie devrait privilégier l'approche contenue au règlement tarifaire qui est de loin préférable à celle où un montant fixe est facturé au Distributeur.

Toutefois si la Régie retenait la proposition d'Hydro-Québec de retirer la charge locale de l'application du règlement 659, le mécanisme décrit à l'article 34 dudit règlement, tel qu'il existe à l'heure actuelle, devrait être maintenu afin de déterminer les charges qui s'appliquent au Distributeur.²⁸¹

Si, par contre, la Régie décidait, malgré nos recommandations, de soustraire la charge locale non seulement de l'application du tarif de transport, mais également du mécanisme prévu à l'article 34 pour déterminer la charge du distributeur, tel que demandé par Hydro-

²⁸⁰ Dans la mesure où TransÉnergie aura des clients en service de réseau intégré autre que la charge locale, ces clients devront avoir la même priorité que la charge locale, lorsqu'il s'agit d'un distributeur municipal ou d'une coopérative.

²⁸¹ Tel qu'expliqué auparavant, il appert que ce mécanisme n'a jamais été appliqué, même s'il fait partie du règlement en vigueur depuis 1997 et auquel le Distributeur a été assujéti jusqu'au 31 décembre 2000 en vertu des conventions de service exécutées entre le Groupe services énergétiques et TransÉnergie.

Québec, elle aura à fixer un montant précis pour la contribution du Distributeur aux coûts de service du transporteur.

Dans ce cas, le montant demandé par Hydro-Québec devra être réduit par la Régie.

Le RNCREQ dans cette éventualité recommande que le montant chargé au distributeur pour le service de transport soit réduit de manière substantielle en tenant compte des divers éléments dont nous avons traités dans la présente argumentation, à savoir :

- le retrait de la base de tarification des cinq projets qui ne bénéficient pas de l'exemption créée par l'art. 164.1 et pour lesquels Hydro-Québec s'est abstenu de faire une preuve pour démontrer qu'ils sont prudemment acquis et utiles (voir la section 7.4, ci-dessus) ;
- la sous-estimation de la part des coûts de service attribuable au service de point à point, dû à l'utilisation de revenus escomptés au lieu des réservations, tel que requis par le règlement en vigueur depuis 1997 ;
- du rabais indirect résultant de l'utilisation illégale d'une seule réservation pour des transferts de point à point de points de réception distincts ;
- de l'augmentation du coût de service résultant du remplacement de l'utilisation de ses propres actifs de télécommunication par l'achat de services au prix du marché de Connexim,²⁸² si la Régie détermine après enquête que cette transaction a eu l'effet d'augmenter le coût de service;

²⁸² Le cas échéant, la Régie devra énoncer des tarifs provisoires en attendant le résultat de son enquête.

Le RNCREQ estime que sa participation à la présente audience a été pertinente et utile et demande à la Régie de le reconnaître. Le RNCREQ demande également à la Régie d'ordonner à Hydro-Québec de lui rembourser les frais et dépenses encourus dans le présent dossier.

Le tout respectueusement soumis,

Me Hélène Sicard

Montréal le 6 septembre 2001

LISTE DES DOCUMENTS EN ANNEXE

- Annexe 1:** *The Governance of transmission operators*, Robert J. Michaels, 20 Energy L.J.233, (extraits);
- Annexe 2:** 95 FERC, 61,415; Detroit Edison Company;
- Annexe 3:** Texte des modifications proposées par le RNCREQ, concernant le traitement de la charge locale;
- Annexe 4:** Texte des modifications proposées par le RNCREQ, concernant l'obligation d'étendre le réseau;
- Annexe 5:** Extrait, Journal des débats, CET, 12 décembre 1996, 20h50;
- Annexe 6:** *114957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) c. Hudson(Ville)*, 2001 CSC 40; 28 juin 2001;
- Annexe 7:** *Hills c. Canada (Procureur général)*(1988) 1 R.C.S. 513; (extraits);
- Annexe 8:** Pierre-André Coté, *Interprétation des lois, 3^e édition*, Éditions Thémis, 1999, (Extraits);
- Annexe 9:** Décision D-90-75, R-3186-90, 19 décembre 1990;
- Annexe 10:** Pierre Thérout et André Turmel, *La loi de la Régie annotée*, Les Éditions Yvon Blais, 2000, Extraits;
- Annexe 11:** R-3401-98, Notes sténographiques du 1^{er} novembre 2000, Extraits;