

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

REQUÊTE RELATIVE À LA DÉTERMINATION
DU PRIX UNITAIRE MOYEN DU TRANSPORT
ET À LA MODIFICATION DES TARIFS
DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

DOSSIER : R-3401-98

RÉGISSEURS : **Me MARC-ANDRÉ PATOINE, président**
 M. FRANÇOIS TANGUAY
 M. ANTHONY FRAYNE

AUDIENCE DU 3 MAI 2001

VOLUME 17

MICHEL DAIGNEAULT
STÉNOGRAPHE OFFICIEL BILINGUE

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me F. JEAN MOREL
Me JACINTE LAFONTAINE
procureurs de Hydro-Québec;

INTERVENANTS :

Me CLAUDE TARDIF
procureur de Action Réseau Consommateurs (ARC) et
Fédération des associations corporatives d'économie
familiale du Québec (FACEF) et Centre d'études
réglementaires du Québec (CERQ);

M. RICHARD DAGENAIS
M. VITAL BARBEAU
représentants l'Association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEF de Québec);

Me ÉRIC DUNBERRY
procureur de l'Association de l'industrie électrique
du Québec (AIEQ);

M. ROGER VACHON
représentant de l'Association des redistributeurs
d'électricité du Québec (AREQ);

Me GUY SARAULT
procureur de la Coalition industrielle formée de :
l'Association québécoise des consommateurs industriels
d'électricité (AQCIE),
l'Association des industries forestières du Québec
limitée (AIFQ),
l'Association québécoise de la production d'énergie
renouvelable (AQPER);

M. PHI P. DANG
représentant Gazoduc TransQuébec et Maritimes inc.;

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER
procureur du Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAMÉ) et Union pour le développement
durable (UDD);

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Le Groupe Stop et Stratégies énergétiques
(STOP-SÉ);

Me ANDRÉ DUROCHER
procureur de New-Brunswick Power Corporation (NB
Power);

Me TINA HOBDAV
procureure de New York Power Authority (NYPA);

Me PIERRE TOURIGNY
procureur de Ontario Power Generation (OPG):

Me ÉRIC FRASER
procureur de Option consommateurs (OC);

Me MARC LAURIN
Me MÉLANIE ALLAIRE
procureurs de PG&E National Energy Group Inc. (NEG);

Me HÉLÈNE SICARD
procureur du Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Mme MARCIA GREENBLATT
représentante de Sempra Energy Trading Corporation
(SET);

Me JOCELYN B. ALLARD
procureur de Société en commandite Gaz Métropolitain
(SCGM).

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES.....	5
LISTE DES ENGAGEMENTS.....	6
PRÉLIMINAIRES.....	7
 <u>THÈME 4 - HYDRO-QUÉBEC - PANEL 3</u> (suite)	
TERESA PACHECO	
MICHEL BASTIEN	
PIERRE LEDUC	
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN.....	26
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE....	55
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN.....	74
QUESTIONS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY.....	77
QUESTIONS PAR M. ANTHONY FRAYNE :.....	85
 <u>THÈME 4 - ACEF DE QUÉBEC -PRÉSENTATION</u>	
VITAL BARBEAU	
RICHARD DAGENAI	
 <u>THÈME 4 - RNCREQ</u>	
PETER A. BRADFORD	
PHILIP RAPHALS	
INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD.....	141
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me F. JEAN MOREL.....	157
CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAI:.....	169
QUESTIONS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :.....	174
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN.....	177
 <u>THÈME 4 - NEG</u>	
JOHN K. HAWKS	
STEVE L. McDONALD	
EXAMINED BY Me MARC LAURIN.....	196
CROSS-EXAMINED BY Me F. JEAN MOREL :.....	221
CROSS-EXAMINED BY Me DOMINIQUE NEUMAN.....	229
QUESTIONS BY MR. ANTHONY FRAYNE.....	232

LISTE DES PIÈCES

PAGE

<u>HQT-8, DOC. 1.3.2</u> :	Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 35 - document intitulé * Taux de capitalisation prévu pour 2001 pour Hydro-Québec consolidée + 12
<u>ACEF -Québec - 4</u> :	* Engagement no. 1 de l'ACEF de Québec +..... 17
<u>HQT-2, doc. 2.1.1</u> :	Rapport annuel de Hydro-Québec pour l'année 2000..... 105
<u>RNCREQ-19</u> :	Answers to questions put by the Régie and Hydro-Québec..... 142
<u>NEG-1</u> :	Curriculum vitae de M. John K. Hawks..... 198
<u>NEG-2</u> :	Curriculum vitae de M. Steve L. McDonald..... 198
<u>NEG-3</u> :	Présentation de M. J.K. Hawks..... 199
<u>NEG-4</u> :	Présentation de M. S.L. McDonald..... 199
<u>NEG-5</u> :	Mémoire de PG&E National Energy Group Inc..... 221

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
<u>ENGAGEMENT 46</u> :	Fournir les données exactes des réserves qui ont été planifiées pour les années 1999 et 2000, avec au besoin des commentaires appropriés par voie de comparaison avec Hydro-Québec dans son ensemble..... 35
<u>ENGAGEMENT 47</u> :	Vérifier la capacité de Hydro-Québec de réaliser les projets d'investissement qui sont en suspens compte tenu du statut de ces projets-là en regard des décrets..... 53
<u>ENGAGEMENT 48</u> :	Expliquer en quoi consistent les chiffres que l'on retrouve à la dernière page de l'Annexe à la pièce HQT-6, document 3, sous la colonne *Écritures de régularisations+ et expliquer ce que signifie la rubrique *Conciliation (ordres internes)+..... 66
<u>ENGAGEMENT 49</u> :	Fournir la liste des centres de coût regroupés selon les directions de TransÉnergie, liste qui inclurait :- les 350 ou 400 centres de coûts reliés à des activités, incluant les numéros et les descriptions; - ces centres de coûts seraient regroupés par direction, selon les directions mentionnées à l'organigramme déposé à la pièce HQT-2, document 4..... 73

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17
(8 h 35)

PRÉLIMINAIRES

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce troisième (3e) jour
du mois de mai :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du trois (3) mai de l'an deux mille un
(2001), dossier R-3401-98. Requête relative à la
détermination du prix unitaire moyen du transport
et à la modification des tarifs de transport
d'électricité.

Les régisseurs désignés dans ce dossier sont :
maître Marc-André Patoine, président, de même que
monsieur François Tanguay et monsieur Anthony
Frayne.

Les procureurs de la Régie sont maître Pierre R.
Fortin et maître Jean-François Ouimette.

La requérante est Hydro-Québec, représentée par
maître F. Jean Morel et maître Jacinte Lafontaine.

Les intervenants sont :

Action Réseau Consommateurs, Fédération des
associations coopératives d'économie familiale, et
Centre d'études réglementaires du Québec,
représentés par maître Claude Tardif.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

Association coopérative d'économie familiale de
Québec, représentée par monsieur Richard Dagenais
et monsieur Vital Barbeau.

M. VITAL BARBEAU :

Bonjour.

M. RICHARD DAGENAIS :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Association de l'industrie électrique du Québec
représentée par maître Éric Dunberry.

Association des redistributeurs d'électricité du
Québec, représentée par monsieur Roger Vachon.

M. ROGER VACHON :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Coalition industrielle, formée de : l'Association

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

québécoise des consommateurs industriels d'électricité, l'Association des industries forestières du Québec limitée et de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable, représentées par maître Guy Sarault.

Gazoduc TransQuébec et Maritimes inc., représentée par monsieur Phi P. Dang.

Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable, représentés par maître Jean-François Gauthier.

Groupe STOP et Stratégies énergétiques, représentés par maître Dominique Neuman.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Monsieur Fontaine.

LA GREFFIÈRE :

New-Brunswick Power Corporation, représentée par maître André Durocher.

New York Power Authority, représentée par maître Tina Hobday.

Ontario Power Generation, représentée par maître Pierre Tourigny.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

Option consommateurs, représentée par maître Éric
Fraser.

PG&E National Energy Group Inc., représentée par
maître Marc Laurin et maître Mélanie Allaire.

Me MÉLANIE ALLAIRE :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Regroupement national des conseils régionaux de
l'environnement du Québec, représenté par maître
Hélène Sicard.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Sempra Energy Trading Corporation, représentée par
madame Marcia Greenblatt.

Société en commandite Gaz Métropolitain,
représentée par maître Jocelyn B. Allard.

Y a-t-il d'autres personnes dans la salle qui

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

désirent présenter une demande ou faire des représentations au sujet de ce dossier?

Je demanderais par ailleurs aux intervenants de bien s'identifier à chacune de leurs interventions pour les fins de l'enregistrement. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, bonjour, tout le monde, bonjour, Messieurs, Mesdames. Maître Morel, est-ce que vous aviez des engagements à remplir, étant donné la grande journée de liberté?

Me F. JEAN MOREL :

Une seule réponse, oui, oui, c'est, la grande journée d'hier a effectivement servi à ça, mais ce matin, je n'ai qu'une seule réponse à donner. Il s'agit de la réponse à l'engagement numéro 35, qui se lisait :

*Fournir le taux de capitalisation
prévu pour l'an 2001 pour Hydro-
Québec dans son ensemble.*

Et la réponse devra être cotée la pièce HQT-8, document 1.3.2.

HQT-8, DOC. 1.3.2 : Réponse d'Hydro-Québec à
l'engagement numéro 35 -
document

R-3401-98

PRÉLIMINAIRES

3 mai 2001

Volume 17

intitulé * Taux de capitalisation prévu pour 2001

pour Hydro-Québec consolidée +

LE PRÉSIDENT :

Je vous avoue qu'en remettant à jour ma liste des engagements, je suis impressionné par le nombre d'engagements.

Me F. JEAN MOREL :

Nous aussi.

LE PRÉSIDENT :

Je ne sais pas dans combien de temps vous allez pouvoir, parce que je sais que la semaine prochaine, vous allez avoir encore beaucoup, beaucoup de temps devant vous.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, on l'a baptisée la semaine de répit.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Ça dépend de quel bord de la clôture vous êtes. Nous autres, on va siéger pour se reposer.

Me F. JEAN MOREL :

Mais le groupe Transport, je ne peux pas vous confirmer, j'ai des indications que demain, nous en aurions encore à déposer, ou à tout le moins, demain

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

je pourrais vous donner une bonne indication quand, au courant de la semaine de répit, nous pourrions faire parvenir les réponses à la Régie et à tous les intervenants.

Pour ce matin, malheureusement, j'ai uniquement la confirmation que les gens s'y affairent sérieusement aux réponses, que hier a effectivement servi à ça mais que le travail n'est pas complété. Ça fait que si vous me permettez peut-être de remettre à demain matin...

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui.

Me F. JEAN MOREL :

... la mise à jour des engagements, ou du statut des engagements qu'il reste à remplir, je me ferai un devoir de le faire demain matin.

LE PRÉSIDENT :

Mais il reste que je pense que ça serait logique et normal de penser que le quatorze (14), vous ayez beaucoup de réalisations de faites au niveau des engagements?

Me F. JEAN MOREL :

Effectivement, oui. Oui, comme j'ai indiqué, on

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17
aimerait même...

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Déjà les...

Me F. JEAN MOREL :

... déposer, c'est ça, déposer les réponses, idéalement plusieurs dès demain, ou quelques-unes dès demain, excusez, mon enthousiasme prend le dessus. Mon enthousiasme prend le dessus : quelques-unes demain et plusieurs la semaine prochaine.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. C'est la même chose aussi pour les intervenants comme RNCREQ, vous avez pris des engagements au cours des témoignages de vos témoins et j'imagine que vous allez arriver avec des réponses demain ou après-demain, pas après-demain...

Me HÉLÈNE SICARD :

Possiblement demain, ou ça sera envoyé à tout le monde au cours de la semaine prochaine.

LE PRÉSIDENT :

Ah oui, au plus tard la semaine prochaine?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui. C'est déjà en bonne voie.

R-3401-98

PRÉLIMINAIRES

3 mai 2001

Volume 17

LE PRÉSIDENT :

Puis il y a l'ACEF de Québec aussi qui avait pris un engagement; vous les avez, voulez-vous les produire tout de suite?

M. RICHARD DAGENAIS :

Richard Dagenais, pour l'ACEF de Québec. On m'avait donc demandé les taux de rendement pour les utilités publiques. J'ai obtenu de l'information de deux sources, une comparable avec ce que j'avais déjà présenté et une autre à partir de l'information bilan comptable, par exemple, des utilités publiques et utilités privées.

Alors, le taux de rendement que j'obtiens finalement ne correspond pas de façon stricte nécessairement à ce qui est mesuré pour les autres données que j'avais fournies, alors, mais il faut en tenir compte, mais grosso modo, ça correspond quand même. Et ce que j'ai trouvé, finalement, c'est jusqu'à l'année quatre-vingt-dix-huit (98).

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous avez un numéro de cote pour...

M. RICHARD DAGENAIS :

Alors, j'avais indiqué * Engagement no. 1 de l'ACEF de Québec +.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais disons que, une fois...

M. RICHARD DAGENAIIS :

On n'en avait pas *a priori*, on peut en désigner un.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez produit à date ACEF numéro 1, qui est votre mémoire?

M. RICHARD DAGENAIIS :

La preuve.

LE PRÉSIDENT :

Et puis...

M. RICHARD DAGENAIIS :

Il y a eu deux réponses, aux questions. Alors ça serait 4 peut-être?

LE PRÉSIDENT :

4?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Si on se situe à ce niveau-là.

LE PRÉSIDENT :

ACEF de Québec numéro 4. Alors...

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

ACEF de Québec - 4 : * Engagement no. 1 de
l'ACEF de Québec +

M. RICHARD DAGENAIIS :

Alors, je voulais juste indiquer par rapport au taux de rendement qu'on observe à un moment donné, il y a quelques années où il y a un taux de rendement qui peut être négatif, et c'est dû à Hydro Ontario entre autres lorsqu'elle a déplacé ses actifs nucléaires et encore réalisé des déficits, et ça affecte de façon importante aussi les résultats globaux au niveau du Canada. Alors, il faut en tenir compte à ce moment-là.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Merci. Alors, les autres, c'est la Coalition et ils nous avaient prévenus qu'ils n'étaient pas ici aujourd'hui, je pense. Alors, nous en étions rendus au contre-interrogatoire de la Régie.

Me F. JEAN MOREL :

Effectivement, et avec votre permission, Monsieur le Président, avant qu'on ne procède à la continuation du contre-interrogatoire de la Régie, j'aimerais si possible, avec votre permission, demander à monsieur Bastien de commenter ou de compléter une réponse à l'égard de la question du sujet débattu avant-hier

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

quant à la politique de prix de transfert
d'actifs, si vous me le permettez?

LE PRÉSIDENT :

D'accord, oui, oui.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Alors, merci beaucoup, Maître Morel.

Effectivement, j'ai eu quelques nuits pour y réfléchir un petit peu plus, et même une journée pour partager quelques idées avec des collègues, alors on a été très actifs durant cette pause d'hier. Je voudrais effectivement rajouter quelques commentaires à ceux que j'ai formulés, un peu sur une base improvisée lors du contre-interrogatoire de maître Fortin.

Outre le fait que, effectivement, les règles qui sont appliquées à Hydro-Québec, c'est des règles qui sont en usage à Hydro-Québec depuis longtemps, c'est des règles qui sont tout à fait conformes aux principes généralement reconnus en matière de comptabilité de ces transferts d'actifs-là, et nous pensons effectivement que c'est la plus adéquate dans notre contexte. Et c'est sur cette question de contexte que j'aimerais élaborer un peu ce matin pour que tout le monde se situe au même niveau.

Notre compréhension du contexte dans lequel se situe

cette réflexion sur la politique de prix de transfert, c'est entre autres le fait que, c'est entre autres composé du fait que cette question de transfert d'actifs est une activité qui est relativement rare. 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.

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 et l'exemple que j'ai donné la semaine dernière... pas la semaine dernière, excusez-moi, on perd le cap un peu, l'autre jour.

L'exemple du bâtiment administratif qu'on avait transféré dans la base de tarification de l'an deux mille (2000) de l'unité TransÉnergie vers l'unité Production est un exemple d'un transfert d'actif entre unités d'affaires, pour lequel il est relativement difficile d'imaginer qu'on puisse impliquer, ou appliquer une règle qui implique le concept de valeur marchande ou de prix au marché.

L'exemple que l'on avait, c'est un bâtiment administratif situé à la Baie James qui, après une

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

analyse un peu plus rigoureuse, un peu plus détaillée, s'est avéré davantage être utilisé par le producteur plutôt que par le transporteur, donc il y avait une logique, qui vous a déjà été expliquée, qui était appliquée, qui faisait en sorte que la * propriété +, entre guillemets, de cet actif-là était davantage, était attribué à la Production selon nos critères plutôt qu'au Transport après une analyse un peu plus rigoureuse.

Alors, c'est sûr que si on amène une politique où on doit faire un calcul ou une comparaison entre une valeur marchande et une valeur comptable aux livres d'un actif, bien là, on va se retrouver à investir des coûts très importants pour évaluer quelque chose qui, on se demande s'il y a une matérialité là, à savoir quelle est la valeur marchande d'un bâtiment administratif dont le seul occupant et usager potentiel, à court, moyen, long terme, et parlons de générations futures si vous voulez, c'est Hydro-Québec elle-même dans ses activités électriques, dans son industrie de base.

Alors, donc il y a des coûts additionnels dans beaucoup de situations qui sont à envisager pour les consommateurs pour procéder à ce genre de comparaison-là. Je conçois que lorsqu'on parle de transfert d'actifs vers des filiales ou sociétés

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

affiliées, on s'en va nécessairement vers un milieu plus commercial, où c'est peut-être plus facile.

Mais lorsqu'on parle de transfert d'actifs à l'interne, entre unités d'affaires, souvent il n'y a pas de valeur commerciale comme telle puis il n'y a pas de valeur au marché de ces actifs-là, c'est vraiment des actifs très près de nos activités de base.

L'autre élément de contexte que l'on trouve important et qui marque, à mon avis, une distinction importante entre, à faire entre cette question de séparation de coûts, que l'on a regardée également, à savoir est-ce qu'on devrait facturer au coût complet ou pas les ressources du réglementé qui sont utilisées pour procéder à des activités non réglementées, il y a une différence importante à faire entre cette question-là et la question de transfert d'actifs.

On en a mentionné quelques-uns l'autre jour, que pour nous, c'était très différent juste sur le plan comptable, sur le plan de la réalité, que l'on voulait désigner, mais il y en a également une autre en terme légal. Et là, je vais faire, je vais laisser mon titre d'avocat, si vous me permettez, et emprunter temporairement, mais vraiment temporairement, le titre de maître. Parce que là, je

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

vais vous citer quelques passages de la Loi.

LE PRÉSIDENT :

Dire que moi, j'avais décidé de ne plus vous appeler docteur, là, vous êtes rendu à maître?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Bon, c'est de ma faute, moi, j'ai le droit, moi, j'ai le droit.

LE PRÉSIDENT :

1 Q. En tout cas, je vais respecter mon premier engagement mais le deuxième, vous me tendez la perche pas mal. Allez-y.

R. Bon, merci beaucoup. Mais c'est un emprunt très, très temporaire. Alors, ce qu'on retrouve dans la Loi, vu dans les yeux d'un profane évidemment, c'est des mots qui sont quand même porteurs. À l'article 73, on dit :

Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie...

et je saute des passages,

... pour acquérir, construire ou

*disposer des immeubles ou des actifs
destinés au Transport ou à la
Distribution.*

Alors, évidemment, quand on s'est questionnés sur la séparation des coûts, il n'y a rien là-dedans, dans la Loi, qui nous aide pour, ou qui nous amène à, que nous, comme distributeur, à venir voir la Régie puis à expliquer ce qu'il a fait pour des cas spécifiques.

On n'a pas d'autorisation à demander et effectivement, lorsqu'on parle de séparation de coûts, la réalité qu'on essaie de capturer, c'est une réalité quotidienne dans nos activités. Et on fait ça à chaque jour, utiliser des ressources réglementées pour des fins non réglementées, et à l'inverse aussi.

Alors, donc, ici, ce qu'on a, c'est un article 73 qui nous dit que Hydro-Québec va devoir venir vous voir pour expliquer ce qu'il fait en termes de disposition d'actifs, comme en termes d'acquisition d'actifs. Alors, disposition d'actifs, j'associe ça à un transfert d'actifs de l'entité transporteur vers une autre entité, ou éventuellement de l'entité distributeur vers une autre entité, puis ça, je reviendrai sur ce commentaire-là un peu plus tard.

Donc, il y a l'article 73 où il y a une

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17
autorisation

PRÉLIMINAIRES

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

à obtenir et il y a effectivement aussi l'article 49 dans le cas du transporteur, ou l'article 52 dans le cas du distributeur, où on va devoir obtenir l'approbation de la Régie sur tout ajout à la base de tarification, mais ma compréhension c'est également tout retrait de la base de tarification.

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.

Alors, quand on parle d'une politique générique, est-ce qu'on doit comprendre que la politique générique a préséance et va effacer toute obligation du distributeur ou du transporteur en vertu de l'article 73, ou en vertu de l'article 49? Je ne suis pas avocat mais mon gros bon sens dirait que je ne pense pas que ça soit ça, la portée d'une politique de prix de transfert d'actifs, je pense qu'on va devoir quand même venir, en vertu de l'article 73, et expliquer ce

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17
que l'on fait.

PRÉLIMINAIRES

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.

Je pense que ce fardeau-là nous appartient, je pense qu'on va faire cette démonstration-là, en conformité avec la Loi, et dans ce sens-là, là où ça m'amène, moi, en termes de conclusion, il me semble que c'est sage et prudent et indiqué que compte tenu que ce que l'on fait, nous, depuis des décennies, en fait, depuis toujours, bien c'est ce qu'on vous propose de continuer de faire tant et aussi longtemps que la Régie n'aura pas modifié ces choses-là. Puis elle peut le modifier cas par cas aussi, c'est ma compréhension de la Loi.

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

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PRÉLIMINAIRES

à l'avantage de toutes les parties, y compris les consommateurs. Ce sont les commentaires que j'avais à rajouter sur...

(8 h 55)

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Bastien. Avez-vous d'autres questions, Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Non, c'est tout, merci bien.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Alors, Maître Fortin.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN:

Merci, Monsieur le président. Avec votre permission, j'aurais un complément de contre-interrogatoire à faire par rapport à celui que je croyais avoir terminé comme j'ai indiqué en fin de journée, mardi dernier. Et j'aurais deux sujets avec votre permission à aborder avec ce panel.

Je viens d'entendre les commentaires de monsieur Bastien. Je pense que ça fournit un éclairage utile par rapport à la préoccupation que nous avons... que nos questions sous-tendaient mardi dernier, effectivement, ce que doit être une politique de prix de transfert dans le contexte effectivement des

approbations qui sont requises à divers niveaux, au niveau de la Loi sur la Régie de l'Énergie et l'utilisation qu'on fait d'un tel document par la suite. Alors, je pense que vos commentaires vont être utiles à cet effet. Et c'était le but, c'était de clarifier effectivement la perception de Hydro-Québec dans sa présentation, par rapport à sa présentation là-dessus.

- 2 Q. Maintenant, j'aimerais demander aux témoins de se référer à la pièce HQT-7, document 4.2. J'aimerais explorer brièvement la question de la réserve de contingence qui est abordée à la page 2 du document. Tout simplement pour se remettre brièvement dans le contexte, je cite du document. Alors, on identifie la réserve de contingence comme suit :

Afin de concilier la valeur financière des mises en exploitation et le total des projets, le concept de réserve de contingence est appliqué. Ce concept permet de restreindre l'allocation financière finale compte tenu que la planification des projets et des mises en exploitation est réalisée de façon détaillée et est basée, en priorité, sur des analyses des diagnostics techniques. Il est donc prudent de prévoir une réserve de contingence afin de s'assurer

que les investissements planifiés par TransÉnergie permettent d'atteindre les objectifs de fiabilité du service tout en ayant des prévisions financières reflétant sa capacité de réalisation. Donc pour 2001 la réserve de contingence se présente ainsi: investissements -158,4 M\$; Mises en exploitation -160,3 M\$.

En ce qui a trait plus particulièrement à la question des mises en exploitation, pouvez-vous nous indiquer dans un premier temps si le recours à une réserve de contingence est une pratique habituelle au niveau de la fonction transport à Hydro-Québec?

M. PIERRE LEDUC :

R. Je vous dirais que la notion de réserve de contingence est une pratique habituelle en mode planification financière pour tenir compte des éléments qui étaient énumérés dans la preuve. Au niveau de la gestion active des mises en service, cette pratique est un peu plus nouvelle de par les impacts financiers que ça entraîne depuis la mise en place de l'ouverture du réseau du premier (1er) mai quatre-vingt-dix-sept (97).

3 Q. Est-ce que cette pratique nouvelle à laquelle vous référez est une pratique qui est couramment utilisée par ailleurs dans l'industrie du transport

électrique, à votre connaissance?

R. Je n'ai pas cette information-là.

4 Q. Maintenant, on constate que cette réserve-ci, elle est sous la forme négative. Pourriez-vous nous expliquer pour quelle raison c'est abordé sous cet angle-là? Normalement, est-ce qu'une réserve de contingence n'est-elle pas prévue notamment en raison de dépassements de coûts? En d'autres termes, est-ce que ce n'est pas sous l'angle positif normalement qu'on aborde la question d'une réserve de contingence. Et là, vous me corrigerez si je fais erreur?

R. À ma connaissance, dans le domaine de la planification des travaux, on retrouve le terme *réserve de contingence+ lorsqu'on évalue le coût de construction, effectivement. Dans notre jargon interne, on utilisait plutôt le terme *réserve négative+, sauf qu'on trouvait qu'il n'était pas loquace.

Alors, c'est à cet effet-là qu'on avait utilisé le terme *réserve de contingence+. Je vous dirais qu'il est en négatif, c'est plus une question d'arithmétique. C'est que le total des projets planifiés fait en sorte que ça excède. Donc, c'est plus élevé, c'est dans ce sens-là qu'on veut le ramener et qu'on invoquait le concept de prudence.

5 Q. Mais si on se réfère plus précisément à la même

pièce, à la page 4 par exemple, bon, ce qu'on comprend, c'est que vous avez *planifié+ des mises en exploitation de l'ordre de neuf cent quatre-vingt-quatre millions de dollars (984 000 000 \$) pour l'année deux mille un (2001). Et en appliquant la réserve de contingence, vous arrivez à un total net de huit cent vingt-quatre millions de dollars (824 000 000 \$).

Est-ce qu'on doit comprendre qu'il n'y avait pas de façon plus précise de prévoir quelles seraient effectivement les mises en exploitation pour deux mille un (2001), parce que c'est quand même un chiffre assez important. Là, on parle de l'ordre de presque seize (16) à dix-sept pour cent (17 %) de réserve de contingence par rapport aux planifications de mises en exploitation pour cette année-là?

R. Ce sont des chiffres assez importants effectivement. Ce qu'il est important de considérer, vous avez à cette même page, à la section 1.1, vous voyez qu'il y a des projets d'importance. Je fais référence aux boucles montérégiennes et boucles outaouaises. Alors, dans l'optique où on a des projets plus substantiels, habituellement, la réserve est légèrement plus élevée.

Si on a uniquement des investissements et des mises en service pour la pérennité, ça, on sait

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Pierre Fortin

qu'il y a

moins d'aléas et, dans ce sens-là, la réserve à ce moment-là est plus petite. Alors, pour l'année deux mille un (2001), oui, elle est un peu plus grande que ce qu'on peut constater en temps normal.

6 Q. Est-ce que je dois comprendre de votre réponse que, en fait, le niveau de réserve de contingence qu'on observe ici serait majoritairement ou essentiellement relié effectivement à cette question des décrets à venir, là. Vous avez référé à cela; est-ce que c'était à titre d'exemple seulement ou si on doit comprendre que la substance de cette réserve importante est reliée directement à l'obtention des décrets pour ces six projets?

R. C'est principalement relié aux projets qui impactent au niveau de la croissance, dans ce cas-ci les boucles, d'autant plus que les mises en service normalement sont planifiées plus près du dernier trimestre de l'année. Alors, il suffit d'un glissement de deux à trois mois pour changer l'année. Alors, à ce moment-là, c'est dans cette optique-là qu'on utilise le concept de réserve négative.

7 Q. Vous venez de référer aux boucles; cependant, les boucles, à moins que je fasse erreur, ne sont pas reliées comme telles à la question de croissance?

R. Effectivement, c'est une question de fiabilité, là. J'ai confondu les deux termes, mais les boucles sont reliées à la fiabilité et la sécurisation du réseau.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Pierre Fortin

8 Q. Donc, la réponse à ma question, pour la rendre plus

simple pour ma compréhension, c'est la majeure partie ou l'explication majeure plutôt de l'importance de cette réserve de contingence serait liée à cet item 3 qu'on trouve à la page 4, des décrets à venir?

R. Oui.

9 Q. Bien. Et est-ce que dans le passé... je comprends que vous avez expliqué que c'est une pratique nouvelle de procéder par la négative, mais quand même, au niveau des réserves de contingence, est-ce que vous avez observé dans la fonction transport dans le passé à Hydro-Québec une réserve de contingence de cette envergure-là ou de ce pourcentage-là, on pourrait dire?

R. Ça dépend toujours à quoi on fait référence en termes soit de dollars. Quand on planifie presque un milliard (1 000 000 000) de mises en service, effectivement, en dollars, ça devient très important. En termes de pourcentage, lorsque la proportion d'ajouts d'actifs, qu'ils soient pour la fiabilité ou la sécurisation ou la croissance, on ne peut atteindre un pourcentage semblable.

10 Q. Est-ce que le même pourcentage, c'est une moyenne dont vous parlez, là, ou est-ce que c'est variable selon, effectivement, les objectifs soit de croissance, de pérennité, de fiabilité? Est-ce que ça variait parce qu'il y en a un qui est plus important que l'autre?

R. C'est parce que ça peut varier. Ça va dépendre aussi

de la date de la mise en service. Si on prévoit une date de mise en service en mars par rapport à une mise en service en novembre ou décembre, ça va influencer aussi sur l'ampleur de la réserve.

11 Q. Est-ce qu'il vous serait possible de nous fournir sous forme d'engagement les données exactes des réserves qui ont été planifiées pour les deux dernières années, c'est-à-dire précédant l'année deux mille un (2001), dont quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000)? Est-ce que vous pourriez obtenir ces données-là, pour fins de comparaison?

R. On a beaucoup utilisé le concept de réserve négative dans le passé en mode planification des investissements. En mode mise en service, selon moi, c'est relativement nouveau, mais il y avait peut-être d'autres méthodologies qui étaient appliquées dans le passé. Pour les années quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000), il faudrait que je vérifie les montants.

12 Q. Si vous voulez le prendre sous forme d'engagement et, le cas échéant, fournir les bémols, les nuances appropriées pour tenir compte effectivement qu'on ne peut peut-être pas comparer de façon identique en raison de la pratique nouvelle en ce qui a trait à l'aspect gestion, mise en exploitation.

R. ...

LE PRÉSIDENT :

Alors, engagement numéro 46. Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, c'est bien ça, Monsieur le président.

Me PIERRE R. FORTIN:

Est-ce qu'il faut répéter l'engagement ou...

Mme TERESA PACHECO :

R. Excusez, je veux juste rajouter un petit point, là. Les réserves négatives, ça peut être une pratique nouvelle pour TransÉnergie, ça, oui, mais c'est une pratique courante qui à tout le moins se faisait au niveau macro en termes de Hydro-Québec consolidée, si je peux dire, au sens où on n'a pas nécessairement demandé à TransÉnergie de le faire spécifiquement dans leur document parce que, à l'interne, ce n'est pas vraiment quelque chose qui pouvait avoir un impact quand c'est à l'interne, mais au niveau consolidé, corporatif, là, on a toujours tenu compte de ce type de réserve négative qui tient compte de la capacité de réalisation et des écueils qu'on peut rencontrer en cours d'année qui pourraient avoir un impact.

Parce que, quand on fait une planification, il faut se situer... on se situe toujours au moins un an...

bien, peut-être pas un an, mais au moins quelques mois avant l'année qui va être couverte, de sorte qu'on ne peut pas savoir tout ce qui va se passer.

Il peut très bien y avoir un glissement, un retard de travaux qui va avoir une influence; ça ne veut pas dire que le projet ne se réalise pas du tout et ces réserves de contingence-là sont toujours prises pour tenir compte de ces aléas qui sont imprévisibles en mode prévisionnel.

Mais ça se peut qu'on ne trouve pas, là, d'informations spécifiques à TransÉnergie, mais ça ne veut pas dire pour autant que c'est quelque chose qui ne se faisait pas. C'est juste que ce n'était peut-être pas identifié clairement à TransÉnergie.

ENGAGEMENT 46 : Fournir les données exactes des réserves qui ont été planifiées pour les années 1999 et 2000, avec au besoin des commentaires appropriés par voie de comparaison avec Hydro-Québec dans son ensemble.

Me PIERRE R. FORTIN:

- 13 Q. Parfait. Alors, le cas échéant, vous apporterez les commentaires jugés appropriés par voie de comparaison

avec Hydro-Québec consolidée, pour employer votre expression. Je passe maintenant à un autre sujet. À la pièce HQT-13, document 1, page 10, on retrouve à cette pièce le budget des investissements et mises en exploitation pour la cause tarifaire deux mille un (2001). À la quatrième colonne à partir de la droite, sous le titre *Base de calcul - Revenu requis 2001+, pour l'année deux mille (2000), au chapitre des Investissements planifiés, on indique au bas de la page un grand total pour TransÉnergie de cinq cent soixante-sept millions de dollars (567 000 000 \$) d'investissements planifiés pour l'année deux mille (2000).

Maintenant, à la pièce HQT-5, document 5.2, qui a été déposée... elle est datée du vingt-six (26) avril, elle a peut-être été déposée le lendemain, je ne me souviens pas. Alors, c'est un document intitulé *Conciliation des données tarifaires avec les états financiers de 2000+.

Alors, on voit que sous la fonction Transport, à la page 2 du document, pour les investissements en immobilisations, un montant total de quatre cent soixante-seize millions (476 000 000 \$) est indiqué, ce qui, si mes calculs approximatifs sont exacts, donne une différence de quelque quatre-vingt-onze millions de dollars (91 000 000 \$) entre les

investissements planifiés montrés à la pièce HQT-13, document 1, page 10, et ceux qui semblent avoir été réalisés effectivement pour l'année 2000.

Est-ce que vous pourriez nous indiquer, tant pour deux mille (2000) que pour deux mille un (2001), parce qu'on est déjà en cours de route pas mal dans l'année deux mille un (2001), si les investissements planifiés se déroulent comme prévu au niveau du rythme de l'échéancier, etc.?

M. PIERRE LEDUC :

R. Actuellement, je ne peux pas vous répondre pour l'année deux mille un (2001); la première revue de gestion est prévue avec les résultats du trente (30) avril, donc qui était la semaine dernière. Les premiers signaux, donc, nous devrions les avoir vers la fin du mois de mai comme le calendrier qu'on utilise où il y a une revue de gestion au trente (30) avril et une autre au trente et un (31) août.

L'autre élément de réponse que je peux vous donner pour l'année deux mille (2000), j'aimerais peut-être aussi procéder à une vérification, le chiffre qui a été déposé de quatre cent soixante-seize (476), vous constaterez qu'au Rapport d'activités TransÉnergie, on parlait de quatre cent quatre-vingt-seize (496), donc qui est vingt millions (20 000 000) de plus.

Mais une des premières explications que je peux vous donner, là, c'est qu'il y a eu des glissements au niveau des boucles où il y avait des argents de prévus en l'an deux mille (2000) et qui elles glissent. Alors, c'est une partie de l'explication, là, au niveau d'un montant réellement investi inférieur à ce qui avait été planifié.

- 14 Q. Ça m'amène, vous avez parlé des boucles, justement, bon, à la pièce HQT-7, document 4.2, à laquelle je vous ai référé un petit peu plus tôt ce matin quant à l'état des mises en exploitation deux mille un (2001), évidemment, on a longuement parlé la semaine dernière dans l'échange entre maître Sicard et maître Morel et la Régie sur la question des décrets à venir, est-ce que TransÉnergie compte toujours mettre en exploitation cette année tous les projets qui sont indiqués à cette pièce, étant donné que les décrets à date ne sont pas encore obtenus? Est-ce que c'est encore des prévisions réalistes à ce moment-ci?

M. MICHEL BASTIEN :

- R. On ne veut pas ajouter au nombre d'engagements nécessairement, mais je pense que cette question-ci va devoir faire l'objet d'un engagement parce qu'elle relève du technique et de la capacité physique de faire le projet selon la date d'obtention de décrets qui retardent, je pense, par rapport à ce qu'on pouvait anticiper. Alors

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Pierre Fortin

donc, il y aura un

engagement pris pour vérifier la capacité de Hydro-Québec de réaliser les projets qui sont en suspens compte tenu du statut de ces projets-là en regard des décrets.

- 15 Q. Bien, effectivement, ce qui nous intéresse, et là, on pourrait faire, je ne sais pas si on l'appellera un méga-engagement, mais effectivement, je suis intéressé de connaître la situation la plus juste ou exacte en date d'aujourd'hui quant aux planifications de mises en exploitation par comparaison avec ce que, aujourd'hui, on peut de façon réaliste escompter pour l'année deux mille un (2001) et, à cet égard, je vous demanderais, sous forme d'engagement, de nous produire une mise à jour de trois documents auxquels je vais vous référer.

Le premier concerne la pièce HQT-7, document 2.1, page 2 de 2. Il s'agit de la base de tarification théorique deux mille (2000) que vous avez produite, enfin qui a été révisée en date du trente et un (31) janvier deux mille un (2001) et où on constate évidemment des données qui comportaient à ce moment-là des données réelles jusqu'au trente (30) juin deux mille (2000) et des données projetées jusqu'au trente et un (31) décembre deux mille (2000), avec une moyenne deux mille (2000) projetée. Je suis intéressé d'avoir une mise à jour de cette base de tarification théorique deux mille (2000) en tenant compte

effectivement du réel deux mille (2000) si vous l'avez déjà évidemment de disponible, notamment au niveau des mises en exploitation mensuelles, la cinquième ligne ou sixième ligne, là...

R. C'est parce qu'on a déjà déposé une certaine forme de mise à jour, là, pour l'année deux mille (2000) qui couvrirait la base de tarification, en tout cas certainement en termes du résultat global. Il y a une pièce déjà en preuve là-dessus qu'on vient de déposer la semaine dernière. Vous voulez le détail de ça?

16 Q. On veut les mises en exploitation mensuelles surtout...

R. Mensuelles?

17 Q. Oui, effectivement. Bien, si vous avez... sur cette pièce, on voit Immobilisations en exploitation, vous l'avez par mois. Il y avait un certain niveau de mises en exploitation mensuelles. Évidemment pour le réel, c'est clair jusqu'au trente (30) juin deux mille (2000). Il y avait des projections de faites pour les six derniers mois. Il y a un écart entre ce qui a été planifié et ce qui a été réalisé. Vous avez parlé d'un montant, entre autres, au niveau des planifications d'investissements en immobilisations d'un écart... on a parlé de quatre-vingt-onze millions (91 000 000), c'est maintenant soixante et onze millions (71 000 000) avec la correction de monsieur Leduc, il y a donc des indications, là, que le réel n'a pas été au niveau des mises en

exploitation mensuelles, ce qui était projeté à ce moment-là et ça a évidemment une implication vis-à-vis de l'autre pièce qui demanderait une mise à jour de concordance...

R. Oui, est-ce que vous pouvez attendre juste une petite seconde, une minute...

(9 h 15)

18 Q. Si vous me permettez là, peut-être que... vous discutez là-dessus, bon, il y a eu peut-être un petit malentendu là entre mes collègues et moi. En fait, c'est évident que c'est le chiffre, à bien y repenser, c'est le chiffre réel deux mille (2000) qu'on veut pour cette pièce-là mais ce qui nous intéresse c'est * mise en exploitation mensuelle +, j'arrivais à ça, deux mille un (2001), ce sont les planifications de mise en exploitation mensuelles, là, c'est la Table HQT-7, document 2 qui nous intéresse mais, évidemment, pour pouvoir la mettre à jour, ça prend le chiffre réel, trente et un (31) décembre deux mille (2000), plutôt que * Projeté + qui est indiqué à cette pièce-là.

R. Comme vous annonciez plusieurs questions dans cette eau-là, dans ce genre de question-là, ça nous pose un *sapré* problème pour réaliser, là, les pièces dans le sens où pour l'année deux mille (2000), la mise à jour de l'année deux mille (2000), on a déjà fait une mise à jour; pour l'année-témoin projetée deux mille un (2001), il y a déjà eu des discussions ici là,

devant le banc, sur l'opportunité ou la pertinence, ou l'intérêt de mettre à jour un ou l'autre des paramètres de l'année-témoin projetée puis sans trop savoir où on arrête la mise à jour.

Moi, je comprenais que deux mille un (2001) était basée sur les meilleures hypothèses, les meilleures estimations que l'on pouvait faire à la date de dépôt de la requête et puis qu'on vivait avec les chiffres, sauf pour la question du taux de rendement et pour laquelle il y a eu, effectivement, une discussion pour la mise à jour des recommandations de notre expert et des experts de la coalition industrielle. Mais, bien là, je vois mon avocat qui se lève là, je vais le laisser parler.

Me F. JEAN MOREL:

Non, c'est très bien, Monsieur Bastien, c'était juste pour renchérir. D'ailleurs, Monsieur le Président, lorsqu'il y a eu des questions de mise à jour des données de l'année de base, deux mille (2000), vous avez vous-même mis des limites, des balises à la mise à jour.

Et il était, il me semble, bien entendu dans votre décision qu'il n'était pas question de mettre à jour pour l'année-témoin projetée uniquement certains paramètres, comme l'explique monsieur Bastien, sinon

il faut tout remettre la cause à jour, comme j'avais déjà dit, pas seulement que les périmètres, le *pick and choose* ou le *cherry picking* de paramètres, mais à ce moment-là il faut donner à la demanderesse l'occasion ou imposer à la demanderesse de remettre à jour toutes les données de l'année-témoin deux mille un (2001) et on se reverra beaucoup plus tard. C'est ce que j'avais fait valoir et c'est ce que je fais encore valoir ce matin.

Me PIERRE R. FORTIN :

Monsieur le Président, je vais laisser évidemment la Régie délibérer là-dessus. Notre préoccupation c'est qu'il y a quand même des montants importants à inclure dans la base de tarification et il y a ici des... tout ça a été basé, entre autres, si je me réfère à la pièce HQT-7, document 4.2, sur une prévision d'obtention de décret.

Maintenant, si on regarde simplement au niveau de cette page 4, il y a un montant de deux cent cinquante-neuf millions (259 M) au niveau des décrets à venir en vertu de la *Loi 42*, ou enfin pour des projets auxquels on réfère à la *Loi 42*. Il y en a également dix-huit millions (18 M) concernant les projets reliés aux approbations de l'article 29, paragraphe 7 DE la *Loi sur Hydro*, pour un total de deux cent soixante-dix-huit millions (278 M).

Mais ça c'est un des éléments, évidemment, des projections de mise en exploitation, il y en a aussi d'autres qui ont été effectuées, un certain nombre à l'année deux mille (2000), par rapport aux prévisions et, évidemment, le résultat de cela est incorporé à la projection trente et un (31) décembre deux mille (2000) qui est incorporée à la pièce HQT-7, document 2. Et nous croyons et nous soumettons qu'il serait utile pour la régie d'avoir un portrait plus exact sur des montants de cette envergure à ce moment-ci. Maintenant...

M. ANTHONY FRAYNE :

Maître Fortin, est-ce que, donc, vos questions, vous avez couvert tous les sujets ou est-ce qu'il y avait d'autres... disons, vous avez parlé d'un mega engagement, est-ce qu'on a couvert le tout ou est-ce qu'il reste des parties à venir, parce que je me demande...

Me PIERRE R. FORTIN :

Non. Bien, effectivement, non, j'allais référer le témoin à trois documents. Alors, le premier document était HQT-7, document 2.1 mais, évidemment, c'est au niveau du réel là. Alors, si on a déjà l'information sous une autre forme, il s'agirait à ce moment-là de l'incorporer, HQT-7, document 2 qui est la base de tarification deux mille un (2001) et qui devrait se

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Pierre Fortin

refléter notamment à la colonne * Trente et un
(31) décembre deux mille (2000) +.

Et nous sommes particulièrement intéressés à la
mise à jour des mises en exploitation mensuelles
qui sont indiquées sous le titre * Immobilisation
en exploitation +. Entre autres...

M. ANTHONY FRAYNE :

Mais c'est pas pour l'an deux mille un (2001).

Me PIERRE R. FORTIN :

Pour l'année deux mille un (2001) et le troisième
document, bien, c'était la correction de
concordance, le cas échéant, qui devrait ou non
être apportée à la pièce HQT-7, document 4.2, au
niveau des mises en exploitation prévues sur cette
pièce.

M. ANTHONY FRAYNE :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Nous allons suspendre pendant quelques minutes.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE - 9 h 20

REPRISE DE L'AUDIENCE - 9 h 40

LE PRÉSIDENT :

Alors, monsieur Frayne va rendre la décision.

M. ANTHONY FRAYNE :

Bonjour, Maître Morel, nous sommes très sensibles à ce que vous avez dit sur l'an deux mille (2000) et disons qu'il ne faut pas ouvrir au complet l'an deux mille (2000). Donc, j'aimerais, enfin, je donnerai plusieurs points de clarification avant d'arriver à la décision telle quelle.

Notre entrée dans l'an deux mille (2000), à cet égard, était surtout reliée à la position à la fin de l'année, le trente et un (31) décembre deux mille (2000), qui donne effectivement les chiffres pour le premier (1er) janvier deux mille un (2001) qui est le début de notre année-témoin projetée.

Là, on parle toujours ici disons de HQT-7 sur la base de tarification pour l'année-témoin projetée et dans nos têtes il reste, certaines, plusieurs grandes incertitudes, je pense que c'est surtout relié à la mise en exploitation des bouclages, disons les investissements majeurs dont vous avez parlé, qui ne sont pas encore approuvés par décret.

Vous avez déjà pris des engagements là-dessus mais vous pouvez imaginer que là on se trouve avec une

base de tarification avec des grandes possibilités de variation, dépendamment de comment vous allez répondre à ces engagements.

Dans cette situation, je pense que l'idéal pour nous, pour le dossier, si c'est faisable à ce stade-ci et je reconnais que ça peut avoir des impacts importants, donc ce n'est pas nécessairement la voie à prendre, ça serait une mise à jour de l'évolution de la base de tarification pendant l'an deux mille un (2001), suite à vos réponses sur les engagements.

Cependant, mais je reconnais que ça pourrait être un travail de longue haleine qui pourrait avoir des implications sur la cause, ça je ne sais pas, vous êtes mieux placés que moi pour savoir. Une alternative, donc, et là j'arrive à notre décision, c'est qu'on va attendre d'abord les réponses aux engagements pour voir s'il y a des changements majeurs qui vont venir à cause des mises en exploitation. Et c'est suite à ça qu'on peut voir exactement qu'est-ce qu'on voudrait faire avec les données pour l'an deux mille un (2001) sur la base de tarification.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je vais formuler dans mes mots ce que j'ai compris, on verra pour la suite. Ce que je comprends c'est que

vous ne nous demandez pas de mettre à jour le dossier pour l'année-témoin projetée deux mille un (2001) en ce qui regarde les mises en exploitation. Je ne sais pas si j'ai les bons termes, suspendez votre décision en regard de cet aspect-là, en attente de l'information que l'on va vous produire sur l'impact de la date d'obtention des décrets en regard de la réalisation ou non de projets en deux mille un (2001), à savoir le bouclage, la boucle montérégienne, la boucle outaouaise et les autres projets. Est-ce que j'ai bien compris?

M. ANTHONY FRAYNE :

C'est effectivement ça, qu'on suspende notre décision vis-à-vis ça, vous verrez les résultats de vos questions pour voir c'est quoi la situation. Je croirais quand même, j'imagine que vous allez réaliser que s'il y a des changements majeurs, ça pourrait valoir la peine qu'on mette à jour certains chiffres dans le dossier parce que le dossier, les chiffres devant nous pourraient changer significativement.

Si, cependant, ce n'est pas le cas et on trouve à la fin qu'il n'y a aucun changement majeur du tout dans le dossier, alors notre préoccupation va baisser énormément. Donc, on laisse la balle un petit peu dans votre camp mais tout le monde, je pense, en

attente des réponses, des engagements concernant le bouclage qui affecte, je note en passant que ça affecte aussi la réserve de contingence.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Oui, c'est ça, ça m'amène à mon commentaire, je vous remercie de m'introduire comme ça, effectivement, je voulais référence à la réserve pour contingence. Ce que je comprends c'est qu'on a déjà pris un engagement à maître Sicard du côté du RNCREQ de vérifier certaines dates, où on en est là dans les décrets, où on en est par rapport aux six projets, aux catégories de projet là qui avaient été identifiés dans le cadre de ce contre-interrogatoire-là. Alors, on va procéder à cette analyse-là.

Ce que je comprends aussi c'est qu'on va vérifier la date, si cette date d'obtention de décret a un impact ou pas sur la réalisation de certains projets, ça c'est sûr, on va le faire.

Par ailleurs, j'aimerais tout de suite commenter puisque vous m'ouvrez un peu la porte lorsque vous faites référence à la réserve négative. Je pense que monsieur Leduc, ce matin, a fait un lien très direct entre la problématique des bouclages et l'incertitude associée à ça et la problématique des réserves négatives en terme de... pas de principe parce que

c'est quelque chose qui est courant mais en terme de volume, il y a un lien à faire entre les deux.

Notre préoccupation - et je vais parler au nom d'Hydro-Québec - c'est qu'on se questionne sur les motifs qui justifieraient que l'on regarde uniquement un ou l'autre des éléments de cette question-là parce qu'on vous l'a dit, on n'a pas fait de revue administrative des activités depuis le début de l'année, c'est effectivement quelque chose qui entraîne des délais, on parle de fin mai pour procéder à cette revue-là et il y a un questionnement éclairé sur * est-ce que ça remet en question ou pas la cible pour l'année-témoin projetée +.

Mais c'est pas impossible que cette revue-là indique que nos prévisions sont plus élevées plutôt que plus basses. Et est-ce que je dois comprendre que ça serait permis ou si c'est juste de regarder qu'est-ce qui peut baisser la base de tarification. Mon problème, moi, c'est qu'on regarde des cibles bien particulières qui vont dans un sens.

Je soumetts à votre attention que si on avait eu l'inverse, tout le monde se serait levé ici pour dire: Whoa! un instant, là, l'année-témoin projetée, c'est pas ça le principe là, on découvre des projets là, on est rendu en avril là, on vient d'en découvrir

un de cent millions (100 M) là puis on voudrait le rajouter à la base de tarification.

Je suis persuadé que ce ne serait pas interdit, on nous permettrait de le faire, ou d'en parler à tout le moins mais on me ramènerait certainement dans une position de réglementation traditionnelle puis s'il faut vivre avec les chiffres que l'on a puis et cetera, et cetera. Alors, on a cette préoccupation-là.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, est-ce que vous avez d'autre chose à rajouter? Parce que je vois des points d'interrogation dans vos yeux.

Me F. JEAN MOREL:

Ah! vous les aurez mal interprétés, c'est des points d'exclamation.

LE PRÉSIDENT :

Ah! la courbe des points.

Me F. JEAN MOREL:

Non, en fait, j'ai rien à... on lui a donné ou on était tenté, ou il s'est arrogé le titre de maître tantôt, et c'est presque avec raison, ça résume, c'est ce que je tentais de vous dire plus tôt quand

j'exprimais peut-être avec mes anglicismes maladroits là, le *cherry picking* ou le *pick and choose* à l'effet que si, effectivement là, vous nous demandez ou vous demandez à la demanderesse de mettre à jour ou de modifier certaines données, certains paramètres à la lumière du vécu là du début de deux mille un (2001), il faut le faire sur toute la ligne et ça veut dire que, effectivement, les remarques de monsieur Bastien étaient uniquement quant à la base de tarification ou il peut y avoir des plus, il peut y avoir des moins.

Si on se préoccupe seulement de qu'est-ce qui peut être un moins c'est pas correct, c'est pas adéquat, il faut se préoccuper de qu'est-ce qui peut devenir plus aussi et refaire les calculs et il y a d'autres calculs aussi qu'il y a peut-être lieu de refaire. Alors, c'était le sens de mes commentaires plus tôt et ils ont très bien été réitérés. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Mais là, de toute façon, ce qu'on dit c'est qu'on va voir les engagements que vous avez déjà pris, on n'en rajoute pas à ceux-là. Très bien.

(9 h 45)

Alors, pour répondre à votre questionnement, Monsieur le sténographe, l'engagement numéro 47 comportait différentes parties. La première partie, je pense, ne cause pas de problème, de

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Pierre Fortin

vérifier la capacité de

réaliser des investissements, ça, je pense que ça ne pose pas de difficulté. C'était plutôt la deuxième partie qui était la question de refaire HQT-7, document 2.1, page 2, qui celle-là, on la met en suspens pour l'instant.

Me F. JEAN MOREL :

Alors, je m'exprime en mon nom personnel et au nom des témoins, c'était effectivement notre compréhension.

LE PRÉSIDENT :

C'était pour le sténographe qui me demandait une précision.

Me F. JEAN MOREL :

Merci.

ENGAGEMENT 47 : Vérifier la capacité de Hydro-Québec de réaliser les projets d'investissement qui sont en suspens compte tenu du statut de ces projets-là en regard des décrets.

LE PRÉSIDENT :

Alors, avez-vous d'autres questions, Maître Fortin?

Me PIERRE R. FORTIN:

Personnellement, je n'en ai pas, Monsieur le président, puis effectivement on va attendre les commentaires de Hydro-Québec suite aux engagements sur cette question-là.

Et je tiens à préciser aussi en réponse, pas en réponse, mais en complément de la remarque de monsieur Bastien sur la question, oui, mais si c'était des chiffres positifs et pas juste négatifs, la question se voulait neutre quant à nous.

Évidemment qu'elle peut être perçue sur un angle négatif parce qu'il y a de toute évidence dans l'échéancier prévu dans les pièces auxquelles on a référé, il semble bien que l'échéancier soit déplacé. Alors, c'est évident que c'est l'angle sous lequel, *a priori*, on est amené à analyser la question, mais en soi, la question était neutre. C'est à Hydro-Québec évidemment de nous faire les commentaires jugés appropriés. Je le reçois dans cette optique-là.

Maintenant, maître Jean-François Ouimette, avec votre autorisation, aurait quelques questions à poser, là, en suivi de l'interrogatoire qu'il avait déjà commencé mardi dernier.

LE PRÉSIDENT :

Maître Ouimette.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

- 19 Q. Alors, merci. Mardi passé, j'ai posé certaines questions au panel numéro 1 sur la pièce HQT-13, document 1.2, page 30, que je vais vous inviter à reprendre s'il vous plaît.

Alors, le but de mes questions était de justifier l'augmentation des frais corporatifs imputés à TransÉnergie entre les années mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et deux mille un (2001) et, dans le tableau, on voit qu'ils passent ces frais-là de trente-six millions (36 000 000) en mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) à quarante-quatre point six millions (44 600 000) en deux mille un (2001). Et les interrogations que j'avais concernaient surtout les comptes corporatifs.

Je vais vous demander de donner des précisions sur la question des charges de retraite. On voit que, pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), on a un chiffre négatif de soixante-neuf point quatre millions (69 400 000 \$), est-ce que je dois comprendre qu'on doit considérer ça comme un revenu pour Hydro-Québec ou...

Mme TERESA PACHECO :

R. Oui.

20 Q. Est-ce que vous pouvez m'expliquer davantage ce que ça représente?

R. Bon; ça résulte de l'évaluation actuarielle de la charge de retraite. J'espère que vous allez me faire grâce de vous expliquer très précisément c'est quoi la comptabilisation d'une charge de retraite. Je peux essayer de vous la vulgariser rapidement. La charge de retraite représente le montant qu'on doit considérer comme charge à titre d'employeur pour cet avantage que les employés se sont mérités pour avoir travaillé pendant l'année.

C'est de savants calculs actuariels qui sont faits là-dessus et ça tient compte des charges pour service courant normalement et ça tient compte également des ajustements pour services passés. Alors, c'est la norme comptable, le calcul des charges de retraite et des engagements de l'entreprise. La dette, si on peut dire, de l'entreprise en regard de la charge... des avantages de retraite a changé. Au premier (1er) janvier deux mille (2000), c'était obligatoire pour tout le monde, mais il était possible de l'appliquer à partir de mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), ce que nous avons fait.

Et pour des raisons d'historique de notre régime de

retraite, puis des montants qui avaient été versés dans la caisse de retraite, si je peux dire, là, nous avons un montant substantiellement élevé, des montants qui sont considérés comme des montants payés d'avance à titre de charges de retraite. C'est ce qui occasionne un revenu de retraite pour l'entreprise.

Et ce n'est pas nécessairement pour les frais courants, mais ça s'adresse aux services passés. Là, je ne voudrais pas rentrer dans la mécanique; c'est très complexe. Vous comprendrez que c'est assez complexe.

21 Q. Je m'en rends compte...

R. Simplement une remarque additionnelle, parce que la question de l'évolution, on m'a souligné que... au cours de cette journée de répit, on m'a donné quelques précisions et en termes de frais corporatifs, ce qui ne peut pas être identifié en début d'année comme étant des frais directement attribués aux unités va souvent passer dans cette rubrique, soit compte corporatif ou produits et services non facturés.

Et la situation est régularisée dans les années subséquentes, ce qui fait qu'un montant peut apparaître dans une rubrique et être reclassé l'année suivante, ce qui est le cas pour les années deux mille (2000) et deux mille un (2001) et qui fait des

différences. C'est le cas notamment pour l'écart de taux ventes U.S. et frais financiers qui est apparu dans les frais corporatifs une année, mais qui n'apparaît pas nécessairement à tous les ans dans ce genre de choses-là et qui devrait, de toute façon, être dans les intérêts et non pas dans les frais corporatifs.

Mais évidemment, ça peut occasionner des variations sensibles d'une année à l'autre si ça passe dans cette rubrique-là plutôt que de passer dans les autres rubriques.

22 Q. La question que je me posais, j'espère que vous n'y avez pas répondu parce que... dans la charge de retraite, on voit pour quatre-vingt-dix-neuf (99), mais pourquoi on n'a rien pour deux mille (2000) et deux mille un (2001)?

R. Parce que c'est intégré dans les autres frais. O.K., si vous voulez, dans les mécaniques de calcul, les frais relatifs à la charge de retraite font partie des taux des avantages sociaux et ne sont pas normalement attribués via les frais corporatifs. Simplement, en mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), ce montant-là est apparu en toute fin d'année et n'avait pas été intégré dans le taux des avantages sociaux, ce qui a fait que son traitement est apparu dans les comptes corporatifs.

Les montants sont quand même attribués à TransÉnergie pour sa quote-part, mais ils ne sont pas attribués... c'est ce que je vous dis quand ça n'apparaît pas dans la même rubrique, mais évidemment, comme ça n'apparaît pas dans la même rubrique, ça fait des soubresauts dans les rubriques qui peuvent sembler difficiles, mais on va vous les expliquer... on a un engagement qui touche certaines choses...

23 Q. Ah oui?

R. Bien là, notre méga, mon bon méga-engagement, là, alors, j'espère qu'il va vous permettre de clarifier certaines choses.

24 Q. O.K. J'avais une question sur les écarts de taux, vous l'avez abordée tantôt. Je crois que c'est suffisant. Pour la sous-imputation des avantages sociaux, est-ce que je pourrais savoir ce que ça représente au juste?

R. Je vais devoir vérifier pour tout ça, mais comme je vous dis, là, le principe général, c'est qu'on calcule un taux d'avantages sociaux en cours d'année ou en début d'année pour l'imputation des avantages sociaux pour les différents régimes, autant les régimes privés que les régimes publics d'avantages sociaux et ça, c'est intégré normalement. À chaque fois qu'il y a un dollar (1 \$) de salaire qui est calculé, qui est payé par TransÉnergie, on va avoir le montant d'avantages sociaux correspondants qui va arriver.

Et en fin d'année, on fait toujours des vérifications sur est-ce que les montants prévus se sont réalisés comme tels ou s'il y a des variations. Alors, la sous-imputation des avantages sociaux, c'est quelque chose qui a rapport avec ça; je pourrai vous trouver l'explication exacte pour ces montants-là. Je ne peux pas vous dire lui en particulier, mais je vous donne le concept, là, qui est...

LE PRÉSIDENT :

Excusez, Maître Ouimette, c'est juste que vous semblez prendre un engagement, puis je voudrais savoir...

Mme TERESA PACHECO :

R. C'est le méga-engagement...

LE PRÉSIDENT :

C'est dans le méga que vous avez...

Mme TERESA PACHECO :

R. C'est dans le méga numéro, attendez, là, j'en avais un, 31, je pense... parce que le méga-engagement 31 couvre ce tableau-là et on avait dit, si je me souviens bien, qu'on allait donner des explications pour permettre de comprendre les différentes rubriques et c'est pour ça qu'on avait demandé un délai parce que ces explications-là sont un peu plus

longues à mettre en forme que...

LE PRÉSIDENT :

Alors, si je comprends bien, aujourd'hui, vous dites que la rubrique imputation des avantages sociaux, on va...

Mme TERESA PACHECO :

R. On va en traiter dans le cadre de l'engagement 31.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

- 25 Q. J'avais deux autres questions sur cette pièce-là, peut-être que ça va être répondu aussi à l'occasion du même engagement. Je me posais la question pour le poste, c'est-à-dire le titre Unités corporatives pour Vice-présidence, finances, on voit que les frais diminuent de quarante-cinq point neuf millions (45 900 000 \$) pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) à vingt-trois point neuf millions (23 900 000 \$), on aurait aimé savoir pourquoi?

Mme TERESA PACHECO :

R. Ce n'est pas des licenciements.

- 26 Q. Non...

R. En fait, je pense avoir mentionné à la fin de la

semaine dernière, là, qu'on s'en allait le plus possible vers des montants qui pouvaient être facturés. Et dans les montants qui sont... les services qui sont rendus par la Vice-présidence, finances, il y avait un certain nombre de services qui étaient imputés et qui dorénavant sont facturés parce qu'on a été capable de déterminer des bases de consommation.

Je ne voudrais pas vous induire en erreur, là, mais au cours des dernières années, ce qui passe via les frais facturés et donc qui ne se retrouve plus dans les frais corporatifs, c'est les paiements fournisseurs, des choses comme ça; ça, c'était clair. Mais il y a des choses, par exemple, au chapitre des assurances qui... parce qu'il y a différentes assurances, là.

Alors, si je me souviens bien, c'est des choses comme ça où on a été capable d'identifier, mais on vous donnera dans le même méga-engagement, on essaiera de trouver des exemples de ce qui a fait la diminution, mais c'est essentiellement parce qu'on a de plus en plus de services facturés à finances par rapport aux services qui étaient auparavant imputés via les frais corporatifs.

27 Q. Alors, merci pour cette question-là; je comprends qu'on va y répondre dans le téra-engagement?

R. Oui. Bientôt, ça va être une nouvelle cause en soi.

LE PRÉSIDENT :

On va garder les limites de cette cause-ci.

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

28 Q. Mon autre question...

R. C'est dû à mon enthousiasme...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

On voit que c'est votre premier baptême de feu devant la Régie; ça va vous passer.

Mme TERESA PACHECO :

R. C'est parce que je commence à y prendre goût; vous devriez être flattés.

LE PRÉSIDENT :

Ça nous encourage de voir qu'il y en a qui ont cet engouement-là. Dites-nous pas votre découragement à vous, Maître Morel...

Me F. JEAN MOREL :

Ce que j'allais dire, c'est ne vous inquiétez pas, Monsieur le président, je vais leur parler!

M. MICHEL BASTIEN :

R. Et ce n'est pas contagieux.

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

29 Q. Je vais vous référer maintenant à la pièce HQT-6, document 3, page 2 de 3. Mardi passé, j'ai posé certaines questions concernant le petit tableau que l'on voit au milieu de la page, concernant la main-d'oeuvre.

Maintenant, j'aimerais faire préciser certaines choses concernant le poste *Autres+ où on voit les charges passer de quatre-vingt-sept point neuf millions (87 900 000) à cent trois point neuf millions (103 900 000) entre mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et deux mille un (2001). Et le détail de ça se situe au même document, mais à la dernière page de l'Annexe. Juste pour m'assurer qu'on a le même tableau, là... Alors, si on a le même tableau, c'est...?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Oui.

30 Q. Oui, c'est le tableau intitulé *Autres charges directes+. J'ai deux questions d'abord préliminaires pour nous permettre de mieux comprendre ce tableau-là. À la colonne de droite complètement, on a Récupération coûts, est-ce que vous pourriez me préciser en quoi ça consiste ou qu'est-ce que cette colonne-là ou à quoi ces chiffres-là servent, le plus simplement possible pour moi, s'il vous plaît?

M. PIERRE LEDUC :

R. Alors, je vais être obligé d'ajouter à la liste. Vous voyez qu'il est rédigé *Écritures de régularisations+, alors, pour vous donner vraiment ce qui compose ce montant-là, je vais devoir procéder à une vérification.

31 Q. Parfait. Est-ce que ça va être dans le même engagement? Je ne penserais pas, je pense qu'on peut en prendre un autre...

R. On va prendre un numéro différent.

LE PRÉSIDENT :

Quarante-huit (48).

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

32 Q. Donc, ça serait l'engagement 48, ça serait de préciser pour le tableau situé à la pièce HQT-6, document 3, dernière page de l'Annexe, qu'est-ce qu'on entend par *Récupération des coûts+ et, par la même occasion, peut-être nous expliquer, s'il était plus facile de le faire par voie d'engagement, la conciliation aussi dans la colonne de gauche, vers la fin, on a *Conciliation (Ordres internes), on aimerait savoir aussi qu'est-ce que ça signifie. Si c'est possible de le faire dans le même engagement...

R. Dans le même engagement, on pourra rajouter une courte description.

33 Q. Absolument.

R. Très bien.

ENGAGEMENT 48 : Expliquer en quoi consistent les chiffres que l'on retrouve à la dernière page de l'Annexe à la pièce HQT-6, document 3, sous la colonne *Écritures de régularisations+ et expliquer ce que signifie la rubrique *Conciliation (ordres internes)+.

(10 h 5)

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

34 Q. Et à moins que je n'aie pas remarqué qu'il existait un autre tableau, dans ce tableau-là, on a vraiment la description, si on veut, des coûts pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) à deux mille (2000) mais on voit qu'on n'a pas le détail, le même détail pour deux mille un (2001), et à deux mille un (2001), on arrive au montant de cent trois point neuf millions (103,9 M\$).

La première question que j'avais, c'est est-ce qu'il existe un tableau qui pourrait nous détailler, nous expliquer les augmentations de quatre-vingt-onze point deux millions (91,2 M\$) de deux mille (2000) à cent trois point neuf millions (103,9 M\$), est-ce

qu'un tel tableau existe?

M. PIERRE LEDUC :

R. Verbalement, je pourrais vous donner les raisons de la hausse de deux mille (2000) à deux mille un (2001), du quatre-vingt-onze millions (91 M\$) à cent trois millions (103 M\$). Premièrement, il y avait un volet technique, nous étions à ce moment-là en mode planification, et en mode planification, pour l'année deux mille (2000), il y avait un, je vais reprendre mon terme de tantôt, une réserve négative qui avait été appliquée au niveau des charges planifiées.

On se rappellera, madame Pacheco a mentionné précédemment qu'on était en mode évolution dans la facturation interne, donc pour les services rendus par nos ateliers provinciaux envers d'autres unités d'Hydro-Québec, en mode planification, ça n'avait pas été fait revenus-dépenses mais par l'application d'une réserve négative.

Alors, je vous dirais que techniquement, le chiffre avait été comme baissé mathématiquement de neuf millions (9 M\$). Donc, le niveau réel de dépenses pour deux mille (2000) était de l'ordre de cent point eux millions (100,2 M\$). Et c'est ce qui fait que la hausse apparaît de façon plus importante.

Quand on a fait la planification pour deux mille un (2001), ce qu'on a retenu, c'est un taux d'inflation et aussi une légère croissance pour trois point quelque millions pour se rendre à cent trois point neuf (103,9 M\$) pour l'année deux mille un (2001).

Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE :

Alors, je vous remercie. C'étaient toutes mes questions.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Ouimette... Maître Ouimette, plutôt. On devient tout mêlés, les témoins sont avocats puis les avocats deviennent...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Est-ce que je peux, je vais vous mêler davantage parce que je vais profiter qu'on est encore à l'étape des questionnements de la part de la Régie pour amener deux choses, si vous permettez?

Premièrement, j'aimerais confirmer ce que monsieur Leduc vous a dit ce matin, que la pièce HQT-5, document 5.2, c'est la pièce qui avait été déposée en date du vingt-six (26) avril et qu'on utilisait ce matin pour évaluer le niveau des investissements en immobilisation pour l'année deux mille (2000), le réel deux mille (2000), la pièce indique quatre cent

soixante-seize (476), alors nous confirmons, c'est quatre cent quatre-vingt-seize (496) qui aurait dû apparaître sur cette pièce.

Donc, ceci étant dit, la discussion de ce matin demeure en ce qui concerne les écarts. Et la question que je poserais, mais j'aurais pu attendre à la pose mais par souci d'efficacité, peut-être que comme on l'a traitée pendant que vous réfléchissiez à la demande de monsieur, de maître Fortin, il y a la question relative aux centres de coûts et, *et cetera*, on nous avait soumis, à titre informel, un document ce matin pour vérifier notre capacité de réaliser un certain engagement, alors si on le formulait d'une façon formelle, il nous ferait plaisir d'y répondre.

LE PRÉSIDENT :

Alors, ça, c'est l'ancien engagement 41, je pense?

Me PIERRE R. FORTIN :

En fait, c'est celui qu'on avait mis de côté temporairement. Je ne sais pas si on l'avait coté finalement, Monsieur le Président.

Me F. JEAN MOREL :

C'est l'ancien 43, qui a pris lui aussi une journée de répit et est revenu en force.

LE PRÉSIDENT :

Alors l'engagement 49 maintenant?

Me F. JEAN MOREL :

C'est bien ça.

LE PRÉSIDENT :

Alors en quoi va constituer cet engagement?

Me F. JEAN MOREL :

Bien, il y a presque entente, ou je pense, sur, ou accord sur un libellé que possiblement maître Fortin pourrait mettre au dossier ou consigner dans les notes sténographiques.

Me PIERRE R. FORTIN :

Avant de le faire, je comprends que, j'ai effectivement fourni à mon confrère, maître Morel, ce matin, une suggestion d'engagement, c'est comme ça qu'on l'a intitulée. Si je comprends qu'il n'y a pas de bémol à mettre à cet engagement-là, à ce moment-là, je vais m'inspirer du texte qui est là?

Me F. JEAN MOREL :

C'est bien ça.

Me PIERRE R. FORTIN :

Parfait.

Me F. JEAN MOREL :

Merci.

Me PIERRE R. FORTIN :

Alors, simplement pour resituer, pour les intervenants aussi, la nature de l'engagement, à titre de préambule, étant donné que le dossier présente des informations sur les activités non réglementées mais qu'il ne présente pas d'informations sur les activités réglementées, évidemment relativement aux sujets dont on parle, l'engagement serait le suivant :

Fournir la liste des centres de coût regroupés selon les directions de TransÉnergie, liste qui inclurait, bon, le chiffre est approximatif à ce moment-ci, entre trois cent cinquante à quatre cents (350-400) centres de coûts reliés à des activités, incluant les numéros et les descriptions de ces activités, et ces centres de coûts seraient regroupés par directions selon les directions qui sont mentionnées à l'organigramme déposé sous la cote HQT-2, document 4.

LE PRÉSIDENT :

Ça complète?

Me PIERRE R. FORTIN :

Oui. Quant à la façon de le faire, bien le document a

été fourni et les motifs à Hydro-Québec, mais pour les fins de l'engagement pour la transcription, je crois que c'est suffisant comme description.

LE PRÉSIDENT :

Ça convient, Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Effectivement, on s'était, comme j'ai dit, on avait discuté de la possibilité d'un tel engagement et...

LE PRÉSIDENT :

Ça ne vous décourage pas trop?

Me F. JEAN MOREL :

... et échangé aussi. Non, vous voyez, je ne l'ai pas non plus qualifié de * méga + ou autre.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, merci.

Me F. JEAN MOREL :

Merci.

ENGAGEMENT 49 : Fournir la liste des centres de coût regroupés selon les directions de TransÉnergie, liste qui inclurait :

- les 350 ou 400 centres de coûts reliés à des activités, incluant les numéros et les descriptions;
- ces centres de coûts seraient regroupés par direction, selon les directions mentionnées à l'organigramme déposé à la pièce HQT-2, document 4

Me PIERRE R. FORTIN :

Alors, c'est tout en ce qui me concerne, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, merci. Maître Neuman?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Monsieur le Président, j'aimerais savoir à quel moment il serait préférable que j'intervienne, j'aurais une question de précision à demander suite à une réponse fournie par monsieur Bastien à une question de maître Fortin, sur un sujet similaire à un sujet que j'avais abordé dans mon propre contre-interrogatoire sur Cedar Rapids Transmission.

Et en rapport à ça, en réponse à une de mes propres questions, il y avait un signe de tête affirmatif d'un des témoins qui n'était passé dans la

transcription, donc j'aimerais reposer la question, une des questions que j'avais posées, simplement pour que le oui affirmatif apparaisse à la transcription.

Donc, il s'agit de cette précision et la question de maître Fortin, c'était la question 286, à la page 218, où monsieur Bastien avait affirmé certaines choses.

LE PRÉSIDENT :

Mais, Maître Neuman, avec les explications que vous donnez, je me demande si c'est une série de questions ou si ce n'est qu'une question?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est, bien c'est une précision, j'aimerais demander à monsieur Bastien ce qu'il a voulu dire en affirmant telle chose. Et peut-être que ça suscitera une question complémentaire.

LE PRÉSIDENT :

Bon, en tout cas, allez-y, posez-la.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

- 35 Q. D'abord, pour faire préciser ce qui avait été répondu par un signe de tête affirmatif, c'était à la page 160 de mon contre-interrogatoire, j'avais demandé à confirmer que... page 160 de la transcription Volume

16 du premier (1er) mai, à la ligne 2.

J'avais demandé à préciser que CRT, Cedar Rapids Transmission, est bel et bien une filiale à cent pour cent (100 %) d'Hydro-Québec, j'avais eu un signe de tête affirmatif, j'aimerais qu'il soit confirmé que la réponse est oui?

LE PRÉSIDENT :

Alors, Monsieur Bastien?

M. MICHEL BASTIEN :

R. À ma connaissance, oui.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

36 Q. O.k. Et la précision à la réponse de maître Fortin...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Excusez-moi, et selon le rapport annuel d'Hydro-Québec, c'est également oui.

37 Q. O.k. Alors, la précision à la réponse de, à la question de maître Fortin est à la page 218, c'est la question 286. Donc, à partir des lignes 17, 17 à 24, monsieur Bastien indique que TransÉnergie est le principal utilisateur,

*... et peut-être même le seul
utilisateur au moment où on se*

parle...

de CRT et qu'il y aurait une transmission de type
* transmission by other + par laquelle
TransÉnergie acquiert la totalité du service de
transport et l'intègre à son propre réseau de
transport pour en faire un tout intégré.
J'aimerais avoir une précision de monsieur
Bastien, qu'est-ce que vous voulez dire par :

*... on l'intègre à notre propre
réseau de transport pour en faire un
tout intégré.*

Est-ce qu'on parle de la partie québécoise, de la
partie ontarienne, et comment est-ce que, qu'est-
ce que vous voulez dire par * on en fait un tout
intégré + ?

- R. Écoutez, en ce qui concerne la partie ontarienne,
partie québécoise, je ne suis pas sûr si je suis
en mesure de répondre à une question comme celle-
là. Mais le principe général, c'est qu'à partir du
moment où on a acquis la totalité de la capacité
de transport, ça veut dire qu'on peut faire des
transactions avec des tiers qui implique
l'utilisation de la ligne de CRT sans qu'il y ait
un droit additionnel de payé pour l'utilisation du
réseau de CRT. Alors, c'est dans ce sens-là, c'est

intégré au réseau de transport de TransÉnergie et sa commercialisation.

Et si vous voulez poser des questions plus fines, je vous inviterais à les poser au panel Commercialisation, qui serait beaucoup plus en mesure que moi de vous répondre finement sur ces questions-là.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.k., je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

C'est tout? Alors, Monsieur Tanguay?

QUESTIONS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

Oui, je serai bref, j'ai deux précisions.

- 38 Q. On a beaucoup parlé de comment quatre-vingt-dix-sept (97) a été fait en termes de chiffres, c'est-à-dire en revenant par en arrière à partir des chiffres qui existaient, parce que c'était assez difficile, il me semble, de composer quatre-vingt-dix-sept (97) à froid d'après ce que vous avez expliqué dans le passé.

Vous êtes, je ne sais pas si vous me suivez, là, mais vous avez dit essentiellement : * On a été obligés de

procéder par en arrière d'une certaine façon, pour établir les chiffres +, est-ce que ma compréhension est correcte?

M. MICHEL BASTIEN :

R. En fait, les données qui ont été utilisées pour établir les tarifs de mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) évidemment étaient dans une perspective de projection...

39 Q. Oui.

R. ... ont été faites en quatre-vingt-seize (96), ou fin quatre-vingt-seize (96), pour une application à partir du premier (1er) mai mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) à partir de l'information disponible à ce moment-là, et évidemment, des méthodes d'allocation que l'on avait, qui étaient un peu plus grossières que celles que l'on a maintenant.

Le commentaire ou, enfin le préambule que vous amenez, je le situerais dans le contexte où, à la demande de, je pense de la Coalition, on a procédé à un certain exercice pour refaire les calculs de quatre-vingt-dix-sept (97) mais selon un cadre méthodologique ou un cadre de présentation, qui est celui que l'on a pour l'année témoin projetée de deux mille un (2001), afin de favoriser une certaine forme de comparaison et d'analyse entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille un (2001).

40 Q. O.k., c'est ça, exact. Et donc, les chiffres de cet exercice-là sont essentiellement des chiffres budget, ce n'est pas du réel, *a priori*, ce qui ressort de ça?

R. Définitivement, c'est du budget.

41 Q. O.k. Ça, c'est ma première précision. La deuxième, il y a des références autour mais c'est peut-être d'un ordre plus général, mais je vais quand même vous référer à HQT-7, document 1, page 6, ce qui a trait aux immobilisations. Mais je ne touche pas vraiment directement le mot-à-mot de cette chose-là, mais ça serait peut-être bon d'avoir la page ouverte là.

Vous avez aussi répondu, à HQT-13, document 1, page 46, à une question de la Régie sur les pratiques de traitement des * immos + chez d'autres : BC Hydro, TVA, entre autres, et puis Bonneville Power. Puis là, vous avez expliqué comment qu'ils fonctionnaient, c'est différent pour chaque entreprise.

Dans la cause qui nous intéresse, c'est là que j'arrive à mon point, vous nous demandez, c'est parce que je compare avec mon expérience de gaz, j'ai fait une certaine quantité de causes de gaz ici et il y a une différence importante entre les immobilisations de gaz et d'Hydro dans la mesure où la plupart des immobilisations de Gaz Métro se font sur des laps de temps assez courts, dans les semaines, les mois qui suivent les décisions de la

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
Questions - M. François Tanguay

Régie; dans votre cas,

c'est forcément une portée beaucoup plus longue.

Et donc, ce que j'essaie de voir, c'est, ces immobilisations venant plutôt dans le futur, je me demande s'il ne serait pas pertinent de considérer l'utilisation du taux prospectif plutôt que du taux historique, qui est essentiellement le taux de la dette, le taux, ils sont très différents entre les deux.

Dans le cas de Gaz Met, c'est incorporé à la base de tarification tout de suite et d'immobilisations, donc c'est forcément rentré dans la base; dans votre cas, on est un petit peu dans le futur, le financement vient, n'est pas en arrière, il est dans le futur.

Et vous nous avez demandé un changement comptable par rapport à ça puis c'est ça que j'aimerais préciser. Je ne parle pas des immobilisations en cours, on s'entend?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Oui, on s'entend très bien, on avait les pièces devant nous, on a très bien compris votre commentaire qui, que je qualifierais d'intéressant.

42 Q. Je vais prendre ça pour un compliment.

R. C'en est un. On va essayer d'être à la hauteur du commentaire maintenant au niveau de la réponse. Je

pense que l'idée générale ici est, vous faites une comparaison avec Gaz Métro, que l'on endosse effectivement en termes de délai, je pense que du côté gazier, c'est beaucoup plus court versus nos projets, ça, il n'y a aucun doute à ce niveau-là.

Mais le concept fondamental en arrière de cette question-là, ce n'est pas tant de se comparer à Gaz Métro, bien qu'on puisse le faire, c'est qu'il me semble qu'il y a deux façons de traiter ce genre de problématique-là.

C'est ou bien donc on les introduit dans la base de tarification au fur et à mesure, à chaque année, alors s'il y a un projet qui s'étire sur cinq ans, bien ce qu'on a investi la première année, ça va dans la base de tarification de cette année-là, la deuxième année, *et cetera, et cetera*, auquel cas il y a un rendement qui est réalisé sur cette base de tarification-là et ce rendement-là, il reflète le coût de dette historique jusqu'à ce jour-là.

Alors donc, si on veut être cohérent avec cette alternative-là, qui me semble être celle à notre proposition, bien c'est ce coût de dette historique qu'on devrait retenir plutôt que le coût de dette projeté.

43 Q. Oui, o.k., je comprends votre point, vous, ce que

vous dites dans le fond, c'est que dans le cas de Gaz Met, c'est la, puis je ne suis pas en train d'essayer de vous dire qu'on devrait faire pareil mais j'essaie juste de comprendre un peu votre point, ce que vous me dites, c'est : * Bien une fois que ça rentre, ça rentre, puis comme il y a un rendement sur ce qui est déjà en place et ça devrait être le rendement historique qui s'applique. +

C'est parce que je regardais ça par rapport au financement qui, lui, est en avant, c'était plus ça, ma question. Et je ne vous cacherais pas que les montants sont loin d'être les mêmes aussi.

R. Non, bien en fait, je conçois que les montants sont importants, mais si vous permettez, je vais quand même vous expliquer la différence que moi, je fais entre le prospectif et le traitement comptable et réglementaire, o.k.?

Le taux d'actualisation, ou le taux de dette prospectif, ou le taux de rendement prospectif, dans les faits, on prend normalement celui qui est reconnu par la Régie en présumant que ça va être, qu'il va être reconduit dans le futur, il est très pertinent pour faire des choix d'investissements. Et c'est tout à fait normal que quand tu décides d'avance, aujourd'hui, quels investissements tu vas faire pour les cinq ou dix ou quinze prochaines années, que tu

considères quel est le coût à la marge, et en particulier le coût de la dette à la marge. Donc, c'est là qu'on nous amène sur le coût prospectif.

Mais une fois qu'un projet d'investissement a été choisi en fonction des critères en usage dans le domaine des choix d'investissements, à ce moment-là, il tombe dans l'univers de la comptabilité et de la réglementation. Et là, cet investissement-là, comme tous les autres que l'on a faits dans le passé, ils sont capitalisés, ils sont comptabilisés et ils sont introduits dans le coût de service du transporteur ou du distributeur et éventuellement des tarifs, en fonction du coût de la dette historique, auquel on rajoute évidemment, selon l'année où on est, le coût de la dette de l'année concernée.

Alors, c'est deux questions qui me semblent être différentes : l'analyse économique, le choix à faire sur un projet à venir, versus l'intégration de ce projet-là dans la base de tarification et dans le calcul des tarifs.

- 44 Q. O.k. Je vous suis sans problème. C'est juste que pour moi, le lien qu'il y avait à faire, c'était une fois que vous avez fait le choix, vous devez le financer, vous allez chercher l'argent pour financer ce projet-là, qui va arriver, disons théoriquement, à partir de deux mille deux (2002), ou quelque chose du genre. Et

l'argent, le coût de ce que vous allez chercher, ça sera forcément différent de votre taux historique sur la base.

Je comprends ce que vous dites mais, même si c'est de la prospection puis ça vous aide à voir les marchés puis tout le reste, puis qu'après ça, il y a la comptabilité, le fait demeure, c'est que vous allez emprunter à un taux puis vous dites : * On veut capitaliser à un autre. + Je ne suis pas un comptable, encore moins un professeur mais, c'est parce que ce n'est pas, ça n'a pas été comme ça que je l'ai fait à date, c'est pour ça, j'essaie juste de vous suivre, mais, dans le fond, ce que vous dites : * Pour nous, le financement, c'est une affaire, puis la capitalisation, c'est une autre affaire + ?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Non, ce n'est pas ça que je dis. Je dis que le choix d'investissements, c'est une chose, et quel taux on devrait utiliser pour décider quel est le meilleur projet en fonction des flux...

45 Q. O.k.

R. ... actualisés, si on va avec le taux d'actualisation, je rentre dans un jargon un peu technique mais je pense que vous le comprenez, mon jargon. Alors donc, c'est nécessairement prospectif, et quand j'arrive en termes de taux de

capitalisation, je reflète le financement courant, il fait partie de mon coût de dette, sauf que le traitement comptable de ces questions-là, une fois que je réalise mon projet, comme je vous dis, là, je rentre dans mon univers où : est-ce que je l'introduis dans la base de tarification au fur et à mesure ou si je le capitalise et je l'introduis uniquement à la mise en service?

Et ce que je vous dis, c'est qu'à ce moment-là, j'ai le coût de la dette non seulement historique mais celui de l'année où on se trouve, et en temps réel...

46 Q. Vous consolidez les deux?

R. Et on consolide les deux, et c'est la façon de faire en comptabilité.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

O.k., ça marche. O.k., merci.

(10 h 30)

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne.

QUESTIONS PAR M. ANTHONY FRAYNE :

47 Q. Bonjour madame, bonjour messieurs, encore.

J'aimerais peut-être juste reprendre ce point-là, c'est un point difficile mais vous me faites réfléchir dans votre réponse. Ce que je comprends...

M. PIERRE LEDUC :

R. Ma réponse était donc intéressante.

- 48 Q. Très intéressante, oui, oui, oui, oui. Et je soupçonne qu'on va réfléchir plus longtemps que juste sur le coup. Mais ce que je comprends que TransÉnergie fait, qu'Hydro-Québec fait, vous avez une base de tarification qui n'inclut nulle part les immobilisations en cours, ce n'est pas dans la base de tarification.

M. MICHEL BASTIEN :

R. C'est juste.

- 49 Q. La structure de capital qu'on a correspond à la base de tarification, si on veut, disons si on n'a pas un actif dans la base de tarification, on ne l'a pas dans le capital pour le financer non plus.

R. C'est sûr, oui, définitivement, il n'y a pas... on n'applique pas donc le coût du capital.

- 50 Q. D'accord.

R. Qui comprend un rendement et un coût de dette historique.

- 51 Q. Mais le taux moyen que vous appliquez en terme financier, ça c'est un taux moyen calculé sur un niveau de dette qui correspond dans la base de tarification. En fait, l'Hydro-Québec a une dette plus grande que ça pour couvrir sa construction en cours et si on incluait ça, il me semble que le taux moyen de la dette pourrait baisser légèrement si les

taux d'intérêt ont baissé, ou vice-versa si les taux d'intérêt sont en hausse. Peut-être qu'il y a quelque chose qui m'échappe ou pas, c'est pour ça que je ne peux pas m'empêcher de revenir sur le sujet.

R. Ce que je comprends c'est que le taux de capitalisation, le taux qu'on utilise pour capitaliser nos charges, il est revu à chaque année...

52 Q. Oui.

R. ... en fonction de la dernière année.

53 Q. Oui.

R. Donc, on intègre le nouveau financement au fur et à mesure où il est introduit dans notre financement global corporatif parce qu'on a un taux global corporatif.

54 Q. Donc, le taux global corporatif que vous avez calculé, ça, il n'a pas été ajusté pour tenir compte du fait que peut-être certains actifs qui paraissent dans le rapport annuel d'Hydro-Québec mais qui ne sont pas dans la base de tarification.

R. Bon, en fait, ce qu'on applique c'est le taux, c'est pas le niveau des charges d'intérêt. Alors, j'ai un petit peu de difficulté à comprendre là où on se comprend pas, peut-être madame Pacheco a l'air d'avoir quelques éléments d'information, je vais lui transmettre le micro.

Mme TERESA PACHECO :

R. Je ne suis pas certaine là. En fait, actuellement, ce qu'on fait, sauf dans cette cause-ci, c'est qu'on utilise comme si c'était financé cent pour cent (100 %) par de la dette et au taux historique.

55 Q. D'accord.

R. Donc, la nouvelle dette a un effet sur le coût moyen de la dette et on ne regarde pas le... il n'est pas pertinent, à ce moment-là, à savoir est-ce que les travaux en cours sont compris ou pas dans le taux de capitalisation, là - mon Dieu qu'on parle les mêmes mots - parce qu'on ne met pas un pourcentage de ce qui est capitaux propres alors que quand on utilise la notion de coût du capital, comme on l'a fait ici, là il pourrait y avoir peut-être un écart. Mais c'est ma compréhension là, je suis pas sûre que je suis claire non plus.

56 Q. O.K. Non, effectivement, c'est... je trouve qu'on est dans un sujet très ésotérique. Mais juste pour clarifier mes commentaires, ce n'était pas le choix entre utiliser le coût de la dette ou un taux plus global qui intègre la partie du financement qui vient de la voie propre, mais plus l'applicabilité d'un taux prospectif pour la construction en cours plutôt qu'un taux historique.

Et bien, là, la question que j'ai posée, la dernière, c'est qu'on voit qu'il y a une

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
Questions - M. Anthony Frayne

différence, je crois,

entre le financement nécessaire pour la base de tarification et le financement total pour l'entreprise parce que quand on considère l'entreprise, il faut tenir compte des immobilisations en cours que l'entreprise a à financer.

En principe, je peux imaginer qu'il y a... si on prenait juste la partie qui était base de tarification, on peut associer une partie de la dette à ça qui pourrait avoir un taux différent du taux qui appliquerait si on prend le plus grand total, si les taux d'intérêt étaient en... s'il y a une grande variation dans les taux d'intérêts à travers les années.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Pas vraiment, en tout cas, peut-être qu'il y aurait des décimales là qui changeraient puis il faudrait vérifier mais le concept demeure qu'on capitalise au coût de dette historique et quand on regarde le coût de la dette, disons de l'équivalent de la base de tarification à l'échelle d'Hydro-Québec là, si on enlevait les travaux en cours, on enlèverait une quote-part de la dette globale de l'entreprise qui est évaluée au même taux puisque ça couvre l'ensemble de la dette historique au Québec.

Il n'y a pas de divergence entre à quel taux on capitalise puis le taux de la dette globale avec... je dis ça, il me semble qu'il y a des petites divergences dans le sens qu'on ne prend pas nécessairement toute la dette historique là, je pense qu'il y a des... c'est des moyennes qui roulent là sur... qui couvrent cinq ans ou six ans mais je dis ça puis si madame Pacheco me contredit, je vais... vous allez le comprendre, là.

Mais au-delà de ça, le principe général demeure quand même que c'est la date historique que l'on utilise pour capitaliser les charges. Donc, dans ce sens-là je ne vois pas, au niveau du taux, on se comprend, au niveau du taux je ne pense pas qu'il y ait un impact important, s'il y en a un.

57 Q. Peut-être une... oui, seconde...

R. Il semble qu'il y aurait une petite différence là du fait que, effectivement, si on retranche de la base, en fait, des actifs globaux de l'entreprise, on retranche l'immobilisation en cours qui est financé théoriquement à un coût marginal, si on enlevait, donc, l'actif et la dette marginale associée à ça, je pense qu'en moyenne il pourrait y avoir une baisse, une baisse ou une hausse selon le taux.

58 Q. D'accord, oui, oui, d'accord.

R. Mais, qualitativement, je pense que ça demeurerait marginal mais, conceptuellement, c'est intéressant.

59 Q. Je me pose la question et si vous avez une réponse tout de suite, parfait. Mais on se pose la question, est-ce qu'un taux prospectif serait plus approprié pour...

Mme TERESA PACHECO :

R. Je vous rappelle juste un concept, là, puis c'est pas parce que je ne trouve pas le débat intéressant là, on a parlé de financement global, donc on parle, à toutes fins utiles, d'un panier de dettes qui financent un panier d'actifs alors que ce qui serait proposé c'est de dire: * Les travaux en cours ne seraient pas financés par le panier de dettes mais seraient financés par une dette spécifique, ce qu'on ne fait pas +.

Je veux dire, je ne dis pas qu'il ne serait pas justifié de le faire, je ne veux pas porter de jugement de valeur, je vous dis simplement qu'on a... concrètement, ce n'est pas ce qui est fait, O.K. concrètement, on gère la totalité de la dette, on refinance et tout ça de sorte qu'on n'associe pas une dette avec un actif particulier, qu'il soit en cours de construction ou qu'il soit déjà construit, on ne l'a jamais fait à ce jour.

Et là, ça serait... c'est aussi en vertu de ça, actuellement, on fonctionne comme si on avait un

panier d'actifs qui était financé par un panier de dettes et le panier d'actifs est influencé par les travaux en cours puisqu'on les finance et tout comme le panier de dettes est influencé par les dettes qui ont été contractées, marginalement additionnelles, pour financer ces travaux en cours là. Mais on ne veut, pour l'instant, nous n'associons pas de dette spécifique à des travaux en cours, O.K. c'est dans ce sens.

60 Q. Mais je crois que je vous ai entendu dire que vous croyez que l'impact sur le taux de la dette serait vraiment marginal.

R. Mais je ne veux pas, là, c'est sûr que les chiffres sont tellement gros, c'est parce que quand on les considère, là, on parle de trente (30), quarante (40), un quarantaine de milliards de dettes, O.K., en tout et on parle, par exemple, si on se met dans le cas de TransÉnergie, là, je ne me souviens pas c'est quoi leur travaux en cours, mais c'est... combien? On parle de huit cent millions (800 M). Alors, toute proportion gardée, là, ça n'a pas nécessairement un impact très significatif, là.

Compte tenu que quand même la dette, il faut quand même savoir que notre dette on la renouvelle aussi annuellement là, ce n'est pas que de l'émission de nouvelles dettes pour financer ces nouveaux travaux-là mais c'est aussi du refinancement de dettes

actuelles qui finançait des actifs anciens.

Alors, c'est un peu aussi une des raisons pour lesquelles on utilise le concept de panier là sans... indistinctement, parce qu'il n'y a rien qui dit que la nouvelle dette, oui, conceptuellement, elle était là pour financer les travaux en cours mais il y a une partie de la dette émise dans l'année qui sert aussi à financer des anciens actifs là parce qu'on refinance.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Peut-être un commentaire sur l'explication de madame Pacheco. Ça m'apparaît ajouter beaucoup à la complexité de l'exercice du calcul.

61 Q. D'accord.

R. D'identifier un coût de dette marginal, l'emprunt se fait quand, je rajoute à la complexité là de ce qu'on vient d'entendre, ça amène beaucoup, beaucoup, je pense, de problèmes opérationnels là d'identification et d'évaluation qui apporteraient beaucoup de complexité à quelque chose qui, a *priori*, m'apparaissait être assez simple puis assez conforme aussi aux principes généralement reconnus là, dans cet univers-là.

62 Q. D'accord, merci. Je changerai donc légèrement de sujet. Je vais rester dans les immobilisations en cours quand même. Je vous réfère à HQT-13, document

1, page 47. Je vais à votre réponse 32.2 sur l'impact qu'il pourrait avoir, le fait d'inclure les immobilisations en cours dans la base de tarification.

On se rappelle que la Régie avait dit que ça pourrait être une question à débattre à l'audience et, effectivement, on ne l'a pas débattue mais j'aimerais juste vous poser deux question là-dessus.

Ce que vous dites dans la réponse c'est que si on inclut les intérêts sur les immobilisations en cours dans la base de tarification, il y aurait un impact à augmenter les tarifs pour l'an deux mille un (2001). Est-ce que vous serez d'accord avec moi quand même que l'impact à long terme de ce traitement serait plutôt d'amener des tarifs plus hauts dans un régime de croisière, que peut-être on atteindrait dans je ne sais pas combien d'années qu'avec le traitement que vous proposez actuellement.

Si vous voulez mon hypothèse, c'est qu'en capitalisant ses intérêts, ne tenant pas compte jusqu'à la date de mise en service, les tarifs restent plus pas pendant la période de mise en service mais pour être plus hauts par la suite. Et la somme globale de tout ça serait une pression vers la hausse sur les tarifs.

R. C'est peut-être une mauvaise compréhension de la question que vous posez. En ce qui me concerne, si je l'ai bien comprise, moi ça m'apparaît un calcul équivalent si on utilise, comme taux de capitalisation, le coût du capital du distributeur ou du transporteur là, incluant sa composante, taux de rendement sur les fonds propres, coût de dette historique.

Si on utilise donc la même base de capitalisation, ça va être indifférent de l'intégrer au fur et à mesure dans la base de tarification versus le capitaliser et l'intégrer uniquement lorsque l'actif devient utile ou utilisé.

Ça nous pose par ailleurs un problème peut-être d'équité, là, intergénération, dans le sens qu'on se trouve à facturer... si on utilise l'approche de l'intégrer à la base de tarification au fur et à mesure des travaux, on se trouve à faire payer pour un actif qui n'est pas utile, qui n'est pas ni utile, ni utilisé.

Donc, c'est plus un problème d'équité pour nous mais sur le plan de la comptabilité des choses là, si... toute chose étant égale par ailleurs là, on devrait retrouver le même impact à long terme.

63 Q. L'impact global à long terme, vous croyez, serait le

même que...

- R. Oui, tout à fait. Si on utilise toujours le même taux du capital.
- 64 Q. Oui, d'accord, oui, oui, oui, oui. Non, la question ne visait pas le niveau du taux mais plutôt la chronologie de l'appliquer sur les actifs.

Mme TERESA PACHECO :

- R. Ça m'apparaît simplement un décalage dans le temps, O.K., au sens où si on l'inclut immédiatement dans la base de tarification, au fur et à mesure de la construction des travaux, c'est aujourd'hui que les gens...que le taux va être augmenté alors que si on attend sa mise en service, c'est au moment de la mise en service que le taux est augmenté. Dans le cas où le délai de construction est très bref, il n'y a pas de différence.
- 65 Q. D'accord.
- R. Mais dans des cas où la construction s'échelonne sur plusieurs années, à ce moment-là on fait payer un peu trop tôt, c'est notre perception là, c'est ma perception en tout cas là qu'on ferait payer le même tarif, O.K., mais un peu plus tôt puisque l'actif n'est pas encore utilisé à des fins de rendre le service il est simplement en construction.
- 66 Q. D'accord. Merci. J'ai toujours une certaine préoccupation à cet égard-ci, j'aimerais avoir vos réflexes là-dessus. Sur ce traitement, et toujours

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
Questions - M. Anthony Frayne

on

parle, c'est avec un taux d'intérêt constant, l'enjeu n'est pas là, c'est plutôt * est-ce que c'est attribué aux immobilisations en cours ou non? +, qu'on a tendance, à son application, disons en accumulant, comme vous proposez faire, est-ce qu'il y a un danger de choc tarifaire?

Je pense, disons peut-être je peux prendre des exemples très extrêmes mais si on a une centrale qui est en construction pendant dix ans, si pendant ce temps-là il y a beaucoup d'inflation, par exemple, je croirais que la centrale Darlington d'Ontario Hydro pourrait représenter un très bon exemple de cette sorte de phénomène que je décris, qu'il peut arriver à cause d'un traitement comme vous proposez, qu'il y aura un grand choc tarifaire, qu'on accumule des intérêts et tout d'un coup il est mis en application. Et le moment, quand on a la capacité disponible, on augmente les prix et ce que je crois est arrivé dans le cas de Darlington.

J'aimerais avoir vos réflexions là, est-ce qu'on expose à ce danger-là par le traitement que vous proposez ou est-ce que vous avez prévu ça et vous... soit il n'est pas un problème ou il y a des palliatifs?

(10 h 45

R. Je vais faire une réponse relativement simple sur

cette question-là. Peut-être d'abord vous souligner que votre exemple est à la fois intéressant, mais pas très pertinent dans la mesure où on ne parlera pas d'équipements de production; on va parler d'équipements de transport, si vous me permettez de transférer l'analyse dans notre univers actuel de la réglementation...

67 Q. Je le mentionnais plutôt comme un investissement majeur...

R. C'est comme ça que je l'ai compris.

68 Q. *A lumpy investment+, si je peux passer à ma langue maternelle...

R. Alors, ce qu'on vous dit, nous, c'est que s'il y a des investissements semblables, bon, premièrement, vous allez les voir d'avance; c'est l'article 73. Lorsqu'on parle d'impacts majeurs, on parle de projets majeurs. Quand on parle de projets majeurs, on parle d'une autorisation spécifique pour chacun de ces projets-là. Et on pourrait se questionner assez longuement sur les impacts tarifaires d'un projet comme celui-là.

Et normalement, un projet majeur comme celui-là, il vient avec des coûts importants, des impacts tarifaires théoriquement importants, mais habituellement, il vient aussi avec un volume de transport important, c'est-à-dire un client ou des clients, ça peut être la charge locale; ça peut être

un client qui souhaiterait exporter sa production d'électricité et, à ce moment-là, on évaluera compte tenu du coût du projet, sa mise en service et du volume qui est associé si l'impact tarifaire est important ou pas.

Ce qu'on a déposé, nous, en preuve, c'est un exercice qui est très macro. On a regardé l'ensemble des budgets d'investissements et on se réconfortait en tout cas avec les résultats que, sur une période d'une dizaine d'années, on ne voyait pas avec les yeux d'aujourd'hui ou les yeux... même c'est des chiffres de quatre-vingt-dix-neuf (99), on ne voyait pas d'impact tarifaire, globalement, par rapport à la proposition que l'on vous soumet.

Donc, pour un horizon prévisible à tout le moins, j'entends par là une période de dix (10) ans, on ne voit pas un tel impact, donc on peut penser qu'on peut le gérer.

69 Q. Vous me rassurez et je comprends que vous n'avez rien à ajouter à ça?

R. Non, nous n'avons rien à rajouter à ça.

70 Q. Une dernière question pour faire suite à une question de maître Ouimette. Je vous réfère à HQT-6, document 3, page 2 - j'espère que j'ai la bonne référence - oui, c'est effectivement ça, vous êtes là?

M. PIERRE LEDUC :

R. Oui.

71 Q. Nous avons posé la question sur la ligne *Autres+ la hausse de l'an deux mille (2000) à deux mille un (2001), de quatre-vingt-onze (91) à cent trois millions de dollars (103 000 000 \$), j'ai compris de la réponse que vous avez eu effectivement une réserve de contingence et le chiffre pourrait avoir été budgétisé, plutôt que quatre-vingt-onze (91), le réel était quelque chose comme cent millions (100 000 000)?

R. Exact.

72 Q. J'avoue que ça pique ma curiosité pourquoi vous avez une telle hausse entre quatre-vingt-dix-neuf (99) et l'an deux mille (2000), à ce moment-là?

R. Je suis content que vous me posiez la question; c'est peut-être un complément que j'aurais dû donner à maître Ouimette. Il faut se rappeler qu'en mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), il y a eu un conflit de travail et que, à ce moment-là, il y a eu des ralentissements importants, donc que les autres charges directes représentent beaucoup de matériel qui est installé dans la maintenance et que les activités, je dirais, ont été réalisées à un rythme moins soutenu que dans un contexte normal.

Alors, pour quatre-vingt-dix-neuf (99), vous avez des données historiques et, en deux mille (2000), c'est

ce qu'on avait planifié. Alors, c'est ce qui explique l'écart un peu plus substantiel entre mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), mode historique, et l'an deux mille (2000).

LE PRÉSIDENT :

Moi, il y a juste un point qui me tracasse un peu, c'est que ça fait quelquefois qu'on réfère au Rapport annuel 2000 et je ne me souviens pas de l'avoir vu comme pièce produite. Et si on veut, dans la décision, se référer à ça, on va avoir des difficultés, puis je me dis... Maître Morel, je ne sais pas si, à votre connaissance, c'est produit, ce document-ci?

Me F. JEAN MOREL :

À ma connaissance, il n'est pas produit; nous le produirons et, avec votre permission, je déterminerai sous quelle cote et nous mettrons des copies suffisantes à la disposition des intervenants.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, nous allons suspendre pour quinze (15) minutes.

Me F. JEAN MOREL :

C'est parce que, effectivement, je n'ai pas de ré-interrogatoire et je me demandais si vous aviez

d'autres questions ou si les...

LE PRÉSIDENT :

Non, moi, je n'ai pas d'autres questions, je voulais juste préciser ça parce que tantôt vous avez mentionné, Madame Pacheco, que le CRT était la propriété de Hydro-Québec, vous avez référé au Rapport annuel et je me dis, bien...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Si c'est votre seule référence, il était aussi dans celui de quatre-vingt-dix-neuf (99).

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais disons que si, à un moment donné... c'est parce qu'il y a d'autres témoins aussi dans d'autres panels qui ont référé...

Me F. JEAN MOREL :

Il n'y a pas de problème...

LE PRÉSIDENT :

... au Rapport 2000.

Me F. JEAN MOREL :

En fait, moi, je vous questionnais en vous disant si c'est là l'étendue des questions des régisseurs et que je n'ai pas de ré-interrogatoire pour le panel,

est-ce qu'il n'y aurait pas lieu, avant la pause, de libérer ce panel de témoins. C'est ce que j'allais vous suggérer à moins que... mais ils peuvent être disponibles après la pause.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

On aimerait les revoir après la pause.

Me F. JEAN MOREL :

Très bien.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE (10 h 50)

REPRISE DE L'AUDIENCE (11 h 15)

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Morel, tantôt, quand on s'est quittés pour la pause, on voyait le procureur de la Régie se lever et je me demandais s'il avait d'autres questions à poser et il n'a pas d'autres questions à poser. Concernant le panel, je pense qu'il serait plus prudent de ne pas le libérer étant donné qu'il y a une question qui a été posée, puis qu'on a prise sous réserve. Et aussi, je suis préoccupé par le nombre aussi d'engagements qui ont été pris par ce panel-ci et je préfère la prudence de dire je ne libère pas pour l'instant.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Disons qu'ils sont libérés sous condition.

Me F. JEAN MOREL :

Eux aussi, oui. Ils peuvent néanmoins retourner au bureau parce que, avec des engagements...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Oui oui oui...

Me F. JEAN MOREL :

... de cette ampleur-là...

LE PRÉSIDENT :

Il faut qu'ils les réalisent, les engagements.

Me F. JEAN MOREL :

C'est ça, oui oui. Donc, merci bien.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Madame; merci...

Me F. JEAN MOREL :

Merci, Madame; merci, Messieurs.

LE PRÉSIDENT :

Alors, si on continue, c'était le tour maintenant de l'ACEF de Québec de présenter la preuve sur le thème

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 3 - THÈME 4
HYDRO-QUÉBEC
Questions - M. Anthony Frayne

4, les revenus requis. Est-ce que vous aviez trouvé un numéro finalement pour le Rapport annuel? Non?

Me F. JEAN MOREL :

Ça serait, sauf que je n'en ai pas de copie pour tout le monde, pour Pierre, Jean, Jacques, HQT-2, document 2.1.1.

PIÈCE HQT-2, doc. 2.1.1 : Rapport annuel de
Hydro-Québec pour
l'année 2000.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Messieurs Barbeau et Dagenais, on vous écoute. C'est sous la même assermentation que...

L'AN DEUX MILLE (2000), ce troisième (3e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

VITAL BARBEAU;

RICHARD DAGENAI;

LESQUELS, témoignant sous la même affirmation solennelle, déposent et disent comme suit :

M. VITAL BARBEAU :

Alors, je vais commencer. Sur le thème 4, Richard Dagenais va résumer la preuve que l'ACEF de Québec avait présentée dans son document déposé le sept (7) février et je conclurai lorsqu'il aura fini la présentation concernant nos représentations.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

M. RICHARD DAGENAIS :

Alors donc, le thème 4 portant sur les coûts de service, les charges réparties et le revenu requis. Concernant la situation de TransÉnergie dans l'ensemble de Hydro-Québec, bon, il y a eu des données présentées en termes de conciliation comptable, là, pour situer TransÉnergie dans l'ensemble de l'entreprise. On réfère entre autres à HQT-5, document 5, page 3, ou encore à la mise à jour finalement de cette conciliation-là qui a été fournie en cours d'audience.

Pour nous, ça procède à un certain niveau d'arbitraire dont il faut être conscient. En effet, les revenus répartis entre les unités d'affaires sont des revenus qui sont réputés effectués et non réalisés dans la réalité, en sorte que le niveau de revenus et le profit qui en découle dépend des

hypothèses de répartition du revenu.

Ainsi, tant que les unités d'affaires de Hydro-Québec ne seront pas strictement autonomes et indépendantes, générant leurs propres revenus; tant que le réseau restera intégré, on ne pourra quant à nous postuler que la distribution assume des pertes et un taux de rendement négatif, alors que les autres unités se voient attribuer un rendement positif, mais selon le niveau désiré par Hydro-Québec.

Autrement dit, la méthodologie de conciliation comptable proposée par Hydro-Québec demeure arbitraire et n'est pas, selon nous, acceptable du point de vue réglementaire. Autrement dit, on peut bien préciser les coûts associés à chacun, mais dans la mesure où les revenus sont intégrés, à ce moment-là, le partage de ces revenus-là, et pour déterminer entre autres les profits, demeure arbitraire.

Enfin, nous pensons que la production doit être séparée des autres activités de Hydro-Québec afin de prouver que la production de l'électricité ne bénéficie pas, au sein de Hydro-Québec, d'interfinancement aux dépens des activités réglementées et pour montrer que les autres activités non réglementées, leur statut restant à prouver finalement en temps opportun, couvrent

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

bien leurs

coûts et rapportent un rendement suffisant.

À cet effet, notre position est claire. La Régie a le pouvoir et l'obligation de s'assurer que Hydro-Québec ne discrimine pas en faveur des activités non réglementées de ses filiales ou co-entreprises. Toute activité non réglementée doit pouvoir être évaluée au cas par cas. La Régie doit pouvoir disposer du bilan et des états de revenus et dépenses des filiales ou co-entreprises, mais aussi des activités non réglementées au sein de Hydro-Québec.

Concernant Connexim, il ne s'agit pas tant de réévaluer le bien-fondé de la cession d'actifs que d'évaluer si le coût de service n'est pas actuellement affecté négativement ou encore si les prix offerts à TransÉnergie par Connexim sont justes et raisonnables.

D'une part, on nous a indiqué que le coût des services rendus par Connexim était abaissé d'environ cinq pour cent (5 %) pour l'an deux mille un (2001) et qu'on avait un objectif de réduction de vingt pour cent (20 %) à moyen terme, relativement au coût qu'offrirait la DPTI si elle avait conservé les actifs et services. Par contre, on nous a indiqué que des ventes d'actifs s'étaient faites en amortissant sur trois années et demie environ la baisse de la

durée de vie des actifs cédés à Connexim.

Nous croyons, en l'absence de preuve formelle, que la dépense accrue d'amortissement va absorber pour quelques années encore les avantages en termes de coûts de service que pourra offrir Connexim, de même que l'amortissement accéléré visait, quant à nous, à réduire le prix de cession des actifs sans que cela ne soit nécessaire en réalité, d'autant que ces actifs vont servir dans les années futures à Connexim qui va aussi devoir, tôt ou tard, renouveler ses équipements et alors rehausser le coût de service au besoin s'ils se déprécient effectivement plus rapidement que ce que prévoyait initialement Hydro-Québec.

De plus, il est possible que le prix de Connexim soit plus élevé que requis pour atteindre un niveau de rendement juste et raisonnable pour cette filiale. Même si le prix de revient des services offerts par Connexim est effectivement plus faible que si les services avaient été offerts par Hydro-Québec seule, il est possible que les économies d'échelle amenées par le partage du réseau avec Bell permettent des prix plus bas.

Sans une analyse du bilan et des états et des revenus de Connexim et une évaluation de son taux de

rendement passé et futur, on ne peut être certain que les prix chargés par Connexim sont justes et raisonnables, même s'ils sont plus bas, on ne peut pas vérifier s'ils pourraient, effectivement, dans les faits être plus bas encore et qu'ils ne donnent pas un retour en profit, un taux de profit indu à Hydro-Québec, profit qui est exempté du contrôle réglementaire direct de la Régie à ce moment-là, vu que c'est un profit de Connexim, d'une filiale.

Alors, notre position concernant certains éléments de dépenses de TransÉnergie, un des critères qu'on a fait valoir auquel nous référons pour juger du caractère raisonnable et juste de la hausse des coûts est que la hausse des coûts individuels et globaux ne devrait pas dépasser la hausse du coût de la vie, moins un facteur de gain de productivité.

Rappelons que le Plan stratégique 2000-2004 de Hydro-Québec prévoyait comme orientation numéro un de préserver la stabilité des tarifs. Hydro-Québec propose d'améliorer sa rentabilité sans augmentation tarifaire grâce surtout à la croissance de ses marchés et à la réduction de ses charges financières.

Par exemple, en page 29 du Plan, on indique que la stabilité tarifaire passe par la gestion

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

rigoureuse des activités de l'entreprise. Hydro-
Québec

poursuivra ses pratiques de saine gestion de manière à accroître son efficacité. De deux mille (2000) à deux mille quatre (2004), Hydro-Québec assure un suivi, un contrôle rigoureux de ses charges d'exploitation pour les maintenir au niveau de un point sept milliard (1 700 000 000).

C'est la partie qui exclut les filiales et les participations externes, donc, elle indique... donc un contrôle accru des charges d'exploitation et la réduction aussi des frais financiers. Elle indique faire mieux pour moins cher, obtenir le maximum pour chaque dollar dépensé.

Elle indique qu'elle prévoit une baisse au niveau des emplois reliés à l'exploitation du réseau de vingt et un mille huit cents (21 800) en l'an deux mille (2000) à vingt et un mille cent (21 100) en l'an deux mille un (2001), pour passer à dix-neuf mille sept cents (19 700) en l'an deux mille quatre (2004). Donc, elle envisage encore de réduire l'effectif relié à l'exploitation du réseau.

Concernant les charges directes, alors, pour ce qui est des charges d'emploi, Hydro-Québec indique vouloir offrir des salaires qui correspondent à la moyenne ou médiane des salaires du groupe d'entreprises au Canada, donc des entreprises de

grande taille auxquelles elle se compare. D'une part, les salaires des grandes entreprises sont plus élevés en moyenne que les salaires offerts en moyenne dans l'économie. Il faut se poser la question si cette dernière norme ne serait pas préférable.

De plus, les salaires hebdomadaires réguliers offerts au Québec sont inférieurs à la moyenne canadienne. Par exemple, pour janvier deux mille un (2001), le salaire moyen au Québec, il est de six cent dix-huit dollars (618 \$), alors qu'au Canada, il est de six cent cinquante-neuf dollars (659 \$), selon les données de Statistiques Canada. Et l'écart est plus important par rapport à l'Ontario où le salaire moyen, finalement, hebdomadaire est de sept cent un dollars (701 \$).

Pour ce qui est de Hydro-Québec, à partir des données qu'elle nous a fournies, le salaire moyen pour l'an deux mille un (2001) par exemple se situerait autour de mille cent vingt-deux dollars (1 122 \$), le salaire hebdomadaire moyen. Bien sûr, il faut tenir compte du type d'emploi et des qualifications requises chez TransÉnergie, mais il faut, selon nous, aussi utiliser un marché de comparaison qui est propre au Québec, et donc tenir compte aussi du fait que le salaire moyen au Québec est plus faible que dans le reste du Canada.

Enfin, ce qui est plus difficile à faire, il faudrait non seulement comparer le niveau des salaires versés, mais aussi comparer la productivité du travail. Cela permettrait de prouver que les salaires chez Hydro-Québec sont justes et raisonnables.

Selon Statistiques Canada, le taux de gain de productivité par exemple du travail entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille (2000) est d'un point sept pour cent (1,7 %) par année. Et ça a permis finalement de limiter la hausse du coût unitaire de travail net des gains à un point neuf pour cent (1,9 %) par année. Alors donc, la prise en compte des gains de productivité du travail devrait être prise en considération.

Selon les données de Hydro-Québec de quatre-vingt-dix-neuf (99) à deux mille (2000), les frais de main-d'oeuvre se sont accrus de trois point quatre pour cent (3,4 %) entre quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000) versus une hausse prévue de cinq point six pour cent (5,6 %) entre deux mille (2000) et deux mille un (2001).

En réponse à une question de la Régie, fournie en HQT-13, document 1, page 53, Hydro-Québec indiquait qu'à l'indexation de deux point cinq pour cent (2,5 %) prévue aux conventions collectives de

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

Hydro

Québec, il fallait ajouter une clause salariale remorque non planifiée de point cinq pour cent (0,5 %) pour s'ajuster avec les augmentations dans le secteur public et puis aussi un ajustement de point huit pour cent (0,8 %) pour la progression salariale estimée, et aussi un point huit pour cent (1,8 %) pour la hausse du temps supplémentaire.

Pourtant, les salaires, la partie salaires seulement a augmenté de quinze point deux millions (15 200 000) entre quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000), alors que le paiement pour le temps supplémentaire avait baissé finalement de vingt-deux point quatre (22,4) à douze point deux millions (12 200 000). On peut se poser la question si, effectivement, il n'y avait pas eu un transfert entre le temps supplémentaire et puis les salaires à ce moment-là effectué. Donc, il faudrait en tenir compte aussi pour justifier une hausse du temps supplémentaire pour l'an deux mille (2000).

Enfin, il n'est pas clair jusqu'à quel point la réduction du personnel, opérée depuis mil neuf cent quatre-vingt-quinze (1995) chez Hydro-Québec et avec les départs accélérés à la retraite implantés à partir de mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997)... que cela réduise effectivement les coûts de Hydro-Québec et profite à la charge

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

locale.

Les mesures de départs à la retraite ont permis de réduire, Hydro-Québec nous a indiqué, le personnel de quatre cent soixante-quinze (475) employés chez TransÉnergie pour des indemnités de départ de trente-sept millions (37 000 000) qui sont amorties sur cinq ans. Par contre, elle indique qu'il y a des économies annuelles de trente-trois millions (33 000 000).

Si on compare les charges brutes directes de TransÉnergie pour quatre-vingt-dix-sept (97), qui sont de deux cent soixante-douze millions (272 000 000) avec les charges brutes redressées de quatre-vingt-dix-neuf (99), trois cent dix millions (310 000 000) et, pour l'an deux mille (2000), de trois cent vingt et un millions (21 000 000), on ne peut distinguer d'avantages nets en termes de coûts, à tout le moins pour la partie salaires qui représente environ soixante-dix pour cent (70 %) des charges directes.

(11 h 30)

Pour ce qui est des autres charges directes, elles ont crues de façon importante de quatre-vingt-dix-neuf (99) à l'an deux mille (2000). Excusez, elles ont crues de façon importante de quatre-vingt-dix-neuf (99) à deux mille un (2001), de dix-huit point deux pour cent (18.2 %). Hydro-Québec justifie la forte hausse de deux mille (2000) à deux mille un (2001) en réponse à une question à la Régie, toujours

en HQT-13, document 1, page 53, par un ajustement budgétaire de neuf point deux millions (9.2 M) pour l'an deux mille (2000) relatif au taux de prestation du salaire... du travail, excusez, en sorte que le montant redressé de deux mille (2000) devrait plutôt être de cent virgule quatre millions (100,4 M) au lieu de quatre-vingt-onze virgule deux millions (91,2 M) selon HQT-5, document 3, auquel devrait s'ajouter trois point cinq millions (3.5 M) pour deux mille (2000) pour couvrir la croissance des activités et de l'inflation.

Pourtant, si le taux de prestation du travail est ajusté à la hausse pour l'an deux mille (2000), il faudrait que les coûts capitalisés reportés soient haussés aussi ou encore, si, comme le dit monsieur Leduc, c'est, en fait, un ajustement budgétaire qui tient compte des services qui sont offerts par les ateliers, à ce moment-là il faudrait aussi ajuster les montants qui sont recouverts des autres, donc, unités d'Hydro-Québec.

Alors, donc, il faut... il doit avoir un ajustement qui se fasse finalement au niveau budgétaire. C'est pas une hausse, donc, nette, finalement, au niveau du revenu requis, je pense, ce facteur-là.

De plus, si ça augmente de façon importante en

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

l'an

deux mille (2000), ça ne fera que provoquer une augmentation plus importante en quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000) finalement. Mais la hausse nette entre quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille un (2001) va demeurer de dix-huit point deux pour cent (18.2 %) finalement au niveau des charges directes.

On considère qu'il y a prime au rendement qui est prévue aux conventions collectives, qui équivaut, nous a-t-on indiqué, à deux pour cent (2 %) des frais salariaux et qui est ajouté au revenu requis de TransÉnergie en l'an deux mille un (2001), devrait être plutôt assumée par TransÉnergie à même ses profits.

De même, les autres primes et revenus spéciaux qui sont de l'ordre de quinze millions (15 M), finalement, en l'an deux mille (2000), qui sont accordés aux employés ou dirigeants de TransÉnergie, devraient faire l'objet d'une évaluation et d'un encadrement par la Régie avant d'être intégrés aux revenus requis.

Alors, quant à nous aussi, le un point huit pour cent (1.8 %) de croissance des frais pour l'accroissement du temps supplémentaire devrait être rejeté *a priori*, à moins qu'on évalue... à moins qu'on prenne en

considération, finalement, l'impact sur les salaires réels versus les besoins en augmentation du temps supplémentaire.

Pour ce qui est des services partagés, alors, donc, sur les trois cent dix-huit millions (318 M) en frais partagés pour l'an deux mille un (2001), cent quatre-vingt-quinze millions (195 M), c'est-à-dire soixante et un pour cent (61 %) vont à la DPTI, soixante-quatorze millions (74 M) à la DPAS, ce qui équivaut à vingt-trois point deux pour cent (23.2 %), treize millions (13 M) pour la recherche et développement IREQ, quatre pour cent (4 %) et trente-six millions (36 M) finalement pour les autres services, onze point trois pour cent (11.3 %).

Concernant la DPTI, donc, qui offre les services de traitement de l'information, TransÉnergie se voit allouer trente-quatre point cinq pour cent (34.5 %) du coût global de la DPTI, c'est-à-dire cent soixante-dix-sept millions (177 M) sur cinq cent treize millions (513 M) avant rendement, auquel s'ajoute dix-huit millions (18 M) de rendement à TransÉnergie.

Par contre, on questionne ce niveau de rendement qui est porté sur TransÉnergie, le rendement total de DPTI équivaudrait à vingt-cinq point neuf millions

(25.9 M) pour des actifs net de huit cent quinze virgule 3 millions (815,3 M), alors, c'est donné en réponse à la question 36.1 de la Régie.

Il y a un taux de rendement sur l'avoir propre de dix virgule six pour cent (10,6 %) pour un taux d'avoir propre, donc, de trente pour cent (30 %). Alors, donc, sur le vingt-cinq point neuf (25.9 M), TransÉnergie assumerait dix-huit millions (18 M), c'est-à-dire près de soixante-dix pour cent (70 %) du rendement de la DPTI, alors ça nous questionne.

La facturation des circuits de communication totalise cent trente millions (130 M) ou soixante-treize pour cent (73 %) de la facture totale de DPTI à TransÉnergie. Le changement de la méthode d'allocation du coût pour les télécommunications a amené, de quatre-vingt-dix-sept (97) à deux mille un (2001), une hausse de facture pour TransÉnergie de quarante-quatre millions (44 M) identifié en HQT-13, document 1, page 17.

De même, la croissance des charges de la DPTI a amené la facture additionnelle de soixante-treize millions (73 M) à TransÉnergie. On ne sait toutefois pas quelle est la hausse du coût véritable de la DPTI de quatre-vingt-dix-sept (97) à deux mille un (2001).

Selon le texte présenté par monsieur Biron, la facture à TransÉnergie pour les services de Télécom a cru de cent cinquante-six millions (156 M) en quatre-vingt-dix-neuf (99) à cent soixante-cinq millions (165 M) en deux mille un (2001). Sans les modifications à la méthode d'allocation, la facture de TransÉnergie aurait été plutôt de cent vingt-sept millions (127 M) en quatre-vingt-dix-neuf (99) ou encore, ça ici, cent vingt-neuf point trois millions (129.3 M) en l'an deux mille (2000). Et on dit que l'écart est de quarante-quatre millions (44 M) pour l'an deux mille deux mille (2000), dû à la modification de la méthode d'allocation des coûts.

Concernant la méthode d'allocation des coûts et la tarification des services Télécom, nous rappelons, tel que précisé dans notre preuve en page 11, que l'enjeu de la démarche, selon le rapport META, est d'avoir une approbation réglementaire du prix payé par TransÉnergie pour les services Télécom. Mais META n'a pas fait de vérification ni de comparaison d'échantillonnage des chiffres comptable, ni évalué l'allocation et l'assignation des coûts et avoirs, ni non plus validé indépendamment les prix externes de comparaison et de détermination raisonnable des prix internes pour les services non offerts par des cies externes.

L'évaluation marchande des actifs de télécommunication est évaluée à cent soixante-sept millions (167 M) alors que le coût annualisé pour Hydro-Québec est de cent quatre-vingt-seize point cinq millions (196.5 M). META indique que dans l'évaluation marchande sont exclus un certain nombre de services.

Nous rappelons, nous considérons, plutôt, à prime abord, que l'unité production n'assume pas une part suffisante des services de télécommunication.

Considérant que les barrages sont en bout des lignes de transport, que le contrôle des centrales doit aussi exiger un bon débit d'information et du fait que le réseau demeure, quant à nous, intégré, la part des coûts de télécommunication assumés par la production, qui n'est plus réglementée, devrait être quant à nous plus élevée.

La facturation interne de vingt-quatre millions (24 M) de TransÉnergie au groupe production pour la télé-conduite et l'exploitation pourrait effectivement inclure en partie les frais de télécommunication mais on n'en connaît pas le montant exact.

Nous remarquons que TransÉnergie propose un tarif de

transport uniforme sur tout le territoire du Québec mais, en matière de tarification des services de Télécom, Hydro-Québec semble donner un point important à la distance contrairement à ce qui se passe actuellement en téléphonie, par exemple, où le tarif interurbain de Bell pour le Québec est unique et ne fait dépendre le coût de l'interurbain que de la durée d'appel.

Donc, il y aurait à revoir, finalement, les hypothèses qui sont sous-jacentes à l'allocation des coûts de télécommunication. On n'a pas le détail finalement à ce niveau-là, donc on utilise les données qui sont fournies par Hydro-Québec, donc il faut prendre pour acquis les hypothèses derrière ça et les choix qu'Hydro-Québec a fait. Je pense que ça pourrait être aussi revu ça clairement par la Régie.

Concernant la dépréciation accélérée des actifs qui sont cédés par Hydro-Québec à Connexim, il y a lieu, je pense, de les requestionner et de vérifier finalement si les prix facturés par Connexim sont justes et raisonnables, donc évalués de façon indépendante pour s'assurer finalement que l'on paye le juste prix, tient compte aussi de la nouvelle utilisation du réseau par Bell.

Concernant la DPAS, approvisionnements et services

ont donc des frais totaux de... sur les frais totaux de trois cent soixante-cinq millions (365 M), soixante-quatorze millions (74 M), donc, vingt point deux pour cent (20.2 %) sont refileés à TransÉnergie, donc, deux point quinze millions (2.15 M) à rendement, ce qui équivaut à vingt-trois point trois pour cent (23.3 %) du rendement de la DPTI, ce qui est beaucoup moins finalement que le rendement qui est assumé par TI pour la DPTI.

Alors, Hydro-Québec nous a indiqué que, à part la centralisation finalement de l'approvisionnement et services, elle a pu réaliser des gains d'efficience en regroupant les services d'approvisionnement. Il faudrait s'assurer que ces gains soient redistribués aux clients de la charge locale dans le futur.

Pour ce qui est de la recherche et développement, Hydro-Québec, dans son plan de développement deux mille - deux mille quatre (2000-2004), nous indique qu'elle recentre les activités de recherche afin de mieux répondre aux besoins des unités d'affaires et des services à la clientèle. On vise, entre autres, à accroître la durée de vie des équipements de transport de dix pour cent (10 %); augmenter la capacité de certains corridors de trente-trois pour cent (33 %); réduire le coût des lignes souterraines de cinquante pour cent (50 %);

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

réduire l'impact

d'événement climatique de cinquante pour cent (50 %).

Quant à nous, il faudra s'assurer dans le future que la... il faudrait s'assurer de la rentabilité effective de ces investissements en recherche et développement et assurer un suivi au niveau de l'atteinte des objectifs. Alors, c'est des objectifs ambitieux mais il faudra s'assurer finalement que les dépenses qui sont investies et qui sont payées par la clientèle, finalement, rencontrent leurs objectifs.

Pour ce qui des frais corporatifs qui étaient de trente-six millions (36 M) en quatre-vingt-dix-neuf (99) ou encore vingt-trois point cinq pour cent (23.5 %) des frais corporatifs d'Hydro-Québec qui sont de cent cinquante-trois millions (153 M), ils sont passés à quarante-quatre point six millions (44.6 M) en l'an deux mille un (2001), soit une hausse de vingt-quatre pour cent (24 %). Alors, il n'est pas clair pour nous si la hausse résulte d'un accroissement véritable de la facturation interne ou d'une hausse des frais liés finalement à la partie administrative. Alors, il faudrait que ce soit explicitement clair.

Concernant les divers revenus et crédits, on observe une baisse de vingt-sept pour cinq pour cent (27.5 %) de la facturation émise par

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

TransÉnergie entre

quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille un (2001), qui passe donc de trente-neuf millions (39 M) à vingt-huit millions (28 M). Il faudrait expliquer à quoi est due cette baisse et voir si ça ne profite pas plutôt à Hydro-Québec Production, par exemple.

Selon les données réelles, par contre, fournies par Hydro-Québec à HQT-5, document 3.1, la facturation interne en l'an deux mille (2000) a été accrue finalement de vingt-huit (28) à quarante-deux millions (42 M). Alors, il y a eu un ajustement à ce niveau-là et l'ajustement devrait possiblement se faire aussi pour l'an deux mille un (2001).

Alors, des commentaires généraux sur l'évolution des coûts de prestation du service de transport. Alors, il est clair que les modifications comptables qui ont été apportées par Hydro-Québec entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille (2000) compliquent sérieusement l'analyse de la hausse des coûts du transport chez Hydro-Québec.

Pour nous, il y a certaines failles et faiblesses finalement qui devraient être corrigées. L'absence de conciliation détaillée entre les données comptables du rapport annuel et les données de coûts conformes à la réglementation pour les activités * transport, distribution + et il

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

faudrait aussi séparer

clairement la production et avoir une quatrième case, finalement, qui est pour * divers et autres activités d'Hydro-Québec +

Nous pensons que la production peut bénéficier finalement d'interfinancement et il faut s'assurer que ce n'est pas le cas, de même que les autres, finalement, activités d'Hydro-Québec. Alors, il faudrait que ça soit séparé de façon claire.

La répartition des cas, c'est-à-dire des cas d'unité de propriété entre les unités administratives s'est faite manuellement par les responsables d'Hydro-Québec, sans vérification externe indépendante et sans vérification des normes, finalement, et des hypothèses pour allouer exactement les cas. Alors, on réfère donc aux hypothèses et aux choix d'Hydro-Québec et pour nous c'est pas satisfaisant, il faudrait une vérification au niveau de la méthodologie, finalement, de la répartition des cas puis aussi au niveau de l'application des cas, de l'application de cette méthodologie de détermination des cas, d'allocation.

Dans notre preuve, on présentait des données qui étaient tirées des rapports Drazen mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et Merrill Lynch deux mille (2000) qui a été fourni au ministère des

Ressources naturelles et qui sont présentées en Annexe 1 de notre preuve et qui sont basées sur les données des plans stratégiques d'Hydro-Québec quatre-vingt-dix-huit (98), deux mille deux (2002) ou encore deux mille (2000), deux mille quatre (2004).

Il appert de ces informations-là, de ces données qui respectent finalement les modèles comptables d'hydro-Québec et les coûts globaux et moyens qui sont fournis par Hydro-québec, que les coûts globaux et moyens, donc, d'Hydro-Québec et de TransÉnergie auraient dû diminuer entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille un (2001) ou encore entre deux mille (2000) et deux mille quatre (2004).

Ces résultats devraient être réconciliés avec la présente demande tarifaire d'Hydro-Québec où le coût de transport et le revenu requis augmentent entre quatre-vingt-dix-sept (97) et deux mille un (2001). Les revenus requis passant de deux mille cinq cent neuf millions (2 509 M) à deux mille six cent quatre-vingt-cinq millions (2 685 M), ou encore entre deux mille (2000) et deux mille un (2001), les revenus requis augmentent de deux mille six cent un million (2 601 M) à deux mille six cent quatre-vingt-cinq millions (2 685 M).

Donc, il faut éviter, à notre sens, que

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

TransÉnergie

fasse supporter un poids exagéré finalement sur la charge locale en faisant bénéficier d'inter-financement à la production, par exemple, ou encore à d'autres activités non réglementées.

On pense comme la Coalition industrielle que le revenu requis de quatre-vingt-dix-sept (97) n'a pas été pleinement justifié et ne peut constituer une base de départ pour juger du caractère raisonnable des revenus requis et des tarifs pour deux mille un (2001). Alors, il faut à ce moment-là référer uniquement aux données quatre-vingt-dix-neuf - deux mille un (99-2001) à partir des chiffres comptables ou encore prévus par Hydro-Québec.

Alors, je vais terminer concernant les modifications qui sont proposées par Hydro-Québec aux conventions comptables. On en discute à notre preuve en page 56 et plus. Tel que justifié dans sa preuve, l'ACEF de Québec s'oppose à ce que soit capitalisé un rendement sur l'apport auto-financé des investissements en cours.

Alors, Hydro-Québec demande un taux équivalent au taux de rendement sur l'avoir propre, nous on dit que ce ne sont pas des actifs qui sont utiles pour l'instant, premièrement, et aussi que dans la réalité, si on compare les entreprises du secteur, en

concurrence pure et parfaite finalement, les coûts des investissements ne sont récupérés qu'à partir du moment où les actifs sont utilisés pour produire des biens et services.

De même, nous nous opposons aux changements qui ont été proposés pour amortir le remboursement gouvernemental des dépenses qui sont liées au verglas de quatre-vingt-dix-huit (98). Dans notre preuve, on indique qu'en terme actualisé, le changement proposé n'est pas neutre, c'est-à-dire qu'il y a un coût, il y a une augmentation finalement du fardeau supporté par la clientèle en terme de valeur actualisée et que ce n'est pas neutre de ce point de vue-là. De plus, on pense que la génération qui a été la plus touchée par le verglas est la génération actuelle et qu'on devrait en tenir compte aussi finalement dans les mesures.

Un petit mot concernant les revenus requis réels, Hydro-Québec nous a fourni des données à jour en HQT-5, document 3.1. Le revenu réel requis pour deux mille (2000) serait de deux mille six cent soixante-douze (2 672) alors qu'il avait été prévu de deux mille six cent un million (2 601 M), il y a un écart à ce moment-là de soixante-onze millions (71 M) ou de deux point sept pour cent (2.7 %).

Alors, il y a certains éléments comme l'amortissement finalement, le coût de capital, et cetera, qui peuvent augmenter, la facturation interne compense en augmentant. Ou encore, les frais corporatifs, ils augmentent. Alors, je pense qu'il y a un écart là, finalement il faut l'analyser et en tenir compte aussi dans l'évaluation finalement des prévisions d'Hydro-Québec. Ça termine ma partie.

(11 h 45)

M. VITAL BARBEAU :

Alors, pour faire la synthèse concernant la position de l'ACEF de Québec, concernant la base de tarification d'abord, on peut vous référer à notre preuve, le document coté pièce 1, au chapitre 2.2, qu'on retrouve aux pages 50 et 51. Or à l'item a), on disait que l'ACEF de Québec remettait en question le mode d'évaluation :

... de la base de tarification de TransÉnergie, qui n'a pas fait l'objet d'une évaluation et d'une vérification exhaustives et indépendantes; il n'y a eu présentement, jusqu'à maintenant, qu'une opinion des vérificateurs usuels d'H.Q. (soit la firme Samson Bélair Deloïte et Touche), et ça, sur la base d'un relevé effectué

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

PANEL 1 - THÈME 4
ACEF de Québec
Présentation

simplement sous la responsabilité de

TransÉnergie elle-même.

Alors ça équivaut à une auto-évaluation, en fin de compte.

Considérant que les coûts de capital et les profits représentent 80 % des revenus requis de TÉ, et qu'il y a des risques que H.Q. essaie d'interfinancer, soit tentée quelquefois d'interfinancer les activités non réglementées (dont la production d'électricité elle-même, qui accapare à elle seule déjà environ 50 % des coûts de l'électricité) et cela au détriment, faisant cela au détriment des activités réglementées, il est essentiel donc que l'évaluation des actifs faite par H.Q. soit contre-vérifiée par une entité indépendante de H.Q. et strictement impartiale.

L'ACEF de Québec tient à ce que la valeur des actifs, les coûts en capital et les coûts d'exploitation entretien soient nettement différenciés selon qu'ils servent pour exporter et servir les contrats spéciaux au Québec ou pour desservir la demande régulière au Québec.

Concernant maintenant la position, pour synthétiser la position de l'ACEF de Québec sur le coût de service et les revenus requis, or l'ACEF de Québec considère, tel que discuté dans le chapitre I de sa preuve, que certaines hausses de dépenses effectuées pour offrir le service de transport sont exagérées et injustifiées.

De même, elle remet en question la méthodologie de séparation, de comptabilisation et de vérification des coûts de TransÉnergie, les hausses de mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) à deux mille un (2001) des charges salariales directes, vingt virgule quatre millions (20,4 M\$) ou neuf point deux pour cent (9,2 %) des autres charges, hausses aussi des autres charges directes, de l'ordre de seize millions (16 M\$), équivalent à une augmentation de quinze point deux pour cent (15,2 %).

On remet en question aussi des charges partagées en Technologies de l'information, qui représentent quarante-quatre virgule un millions (44,1 M\$), ou une augmentation de vingt-neuf point deux pour cent (29,2 %), et aussi la baisse de la facturation émise, dix virgule sept millions (10,7 M\$) en moins, ou une baisse de vingt-sept point quatre pour cent (27,4 %) des revenus, sont pour nous exagérées et doivent être coupées, réduites, considérant notamment que l'indice

des prix à la consommation ne s'accroît, ne s'est accru que de quatre virgule cinq pour cent (4,5 %) entre mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et deux mille un (2001).

Or ces quatre éléments haussent les besoins en revenus requis de quatre-vingt-onze virgule deux millions (91,2 M\$) pour deux mille un (2001), contrecarrant les avantages procurés par la baisse des taux d'intérêts durant la même période et les gains de productivité qu'on a connus depuis le milieu des années quatre-vingt-dix (90), contrecarrant et contredisant d'ailleurs le soi-disant gel tarifaire pendant cette période.

Aussi, l'évaluation des actifs de TransÉnergie, l'évaluation des coûts de service de télécommunications offerts à TransÉnergie par la DPTI, la séparation des coûts et actifs partagés entre les diverses unités ont été effectués par le personnel d'Hydro-Québec, encore une fois sans vérification externe vraiment indépendante.

Il demeure des possibilités sérieuses de gonflement des coûts et de la valeur des actifs et d'interfinancement des activités concurrentielles ou non réglementées au détriment des clientèles réglementées, ce qui requiert des contre

vérifications sérieuses et indépendantes avant de conclure sur les vrais coûts et la vraie valeur des actifs.

Alors, considérant nos questionnements sur la base de tarification, les besoins du réseau et les dépenses du transporteur, nous rejetons le niveau de revenu requis prévu par Hydro-Québec pour deux mille un (2001) et demandons que le revenu requis soit maintenu au niveau de mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), soit deux milliards cinq cent neuf millions (2 509 M\$) au lieu de deux milliards six cent quatre-vingt-cinq (2 685 M\$) tel que demandé par Hydro-Québec dans la présente demande tarifaire.

Juste notre recommandation seulement de baser le taux de rendement en visant un taux de couverture des intérêts à un point un (1,1) impliquerait un profit de l'ordre de cent millions (100 M\$) pour TransÉnergie, plus un profit excédentaire pour les activités non réglementées de l'ordre d'un autre cent millions (100 M\$).

Juste cela donc justifie de ne pas hausser le revenu requis de TransÉnergie, tel que demandé; au contraire, il pourrait être réduit par rapport à mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) car on aurait deux cent millions (200 M\$) de profit au lieu de

quatre cent soixante millions (460 M\$) comme il est prévu dans le revenu requis actuel.

Alors, cela complète la présentation de notre position sur la base de tarification et les revenus requis. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Je vous remercie. Monsieur Dagenais, vous avez mentionné ce matin, en produisant la réponse à l'engagement numéro 1, que ça constituait la cote ACEF de Québec numéro 4?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Je voudrais juste m'assurer avec vous quelles sont les trois précédentes. Je comprends que votre document intitulé * Preuve de l'ACEF de Québec +, ça, ça serait ACEF de Québec numéro 1?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Numéro 1. Il y aurait aussi les réponses, une première réponse, la première série de réponses, qui serait la 2, et la deuxième série de réponses, qui serait la 3.

LE PRÉSIDENT :

Alors la première série de réponses, c'est
* Réponses de l'ACEF de Québec aux questions de la
Régie de l'énergie, d'Hydro-Québec et du
RNCREQ + ?

M. RICHARD DAGENNAIS :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Ça serait ça, en date du quatorze (14) mars?

M. RICHARD DAGENNAIS :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Et la deuxième série de réponses, ça serait celle
du vingt-six (26) mars, les questions
supplémentaires d'Hydro-Québec? Oui? C'est parce
que, au niveau de la sténographie, les signes de
tête, ça n'apparaît pas.

M. RICHARD DAGENNAIS :

D'accord. C'est bien ça.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci. Est-ce qu'il y a des questions de la
part d'Hydro-Québec?

Me F. JEAN MOREL :

Non merci, Monsieur le Président, Hydro-Québec n'a pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions à poser? Est-ce que la Régie a des questions à poser?

Me PIERRE R. FORTIN :

Non, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que, Monsieur Tanguay?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne? Alors on vous remercie infiniment, Messieurs.

M. RICHARD DAGENAIS :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors, le prochain intervenant qui est prévu à l'ordre du jour, c'est le RNCREQ, est-ce que vous

êtes prête à commencer?

Me HÉLÈNE SICARD :

En fait, étant donné l'heure à laquelle ça se poursuivait, un de nos experts qui est arrivé très tard hier soir est retourné dormir croyant, ou enfin se reposer, là, je ne veux pas dire..., croyant qu'on allait reprocéder après l'heure du lunch. Alors ce que je vous proposerais, c'est peut-être qu'on reprenne à une heure et demie (1 h 30)?

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

Me HÉLÈNE SICARD :

Et qu'on suspende maintenant puis on va l'aviser c'est une heure et demie (1 h 30) plutôt que deux heures (2 h).

LE PRÉSIDENT :

Alors, une heure et demie (1 h 30).

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE (13 h 35)

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Sicard.

Me HÉLÈNE SICARD :

Alors maître Morel me confirme qu'il n'a pas de
pièces à déposer alors j'avance tout de suite,
pour cet après-midi.

LE PRÉSIDENT :

C'est bien. Vous pensez en avoir pour combien de
temps à peu près, dans votre preuve?

Me HÉLÈNE SICARD :

Trente (30) à quarante-cinq (45) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Ah bon, o.k.

Me HÉLÈNE SICARD :

Peut-être même moins.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais sentez-vous à l'aise, c'est juste que je veux avoir une idée.

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, on essaie de vous donner une idée.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Est-ce qu'on pourrait savoir, dans la salle, quels organismes auraient des questions à poser après, à part Hydro-Québec, soixante (60) minutes, j'imagine, pour combien de temps? ACEF, quelques minutes?

Me F. JEAN MOREL :

Une dizaine de minutes.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

O.k. ACEF, est-ce qu'il y a quelqu'un d'autre, le GRAME peut-être. O.k., merci.

Me HÉLÈNE SICARD :

Alors, avant de commencer, nous avons monsieur Raphals et monsieur Peter Bradford dans la boîte, j'ai une question préliminaire à leur adresser, qui n'a pas été complétée la dernière fois. And with your permission, I will address the witnesses in English?

LE PRÉSIDENT :

Sous la même assermentation?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui.

L'AN DEUX MILLE UN, le troisième (3e) jour de mai
:

PETER A. BRADFORD

et

PHILIP RAPHALS ;

LESQUELS, témoignant sous la même affirmation
solennelle, déposent et disent comme suit :

INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

- 73 Q. Could you please, gentlemen, indicate if the answers to the questions addressed to you by the Régie and by Hydro-Québec were prepared by yourselves or under your control and surveillance?

M. PHILIP RAPHALS :

A. Yes, they were.

Me HÉLÈNE SICARD :

Okay. I will then identify those answers as Exhibit

RNCREQ-19.

RNCREQ-19 : Answers to questions put by the
Régie and Hydro-Québec

Me HÉLÈNE SICARD :

74 Q. And it is -- you are ready for your presentation?

MR. PETER A. BRADFORD :

A. Yes. As we did in our presentation on the earlier themes, we will supplement our presentation today in light of developments since our report was filed. I will focus on additional developments in the U.S. as well as the potential relevance of past regulatory experience to evidence brought to light in this proceeding. Mr. Raphals will focus more particularly on the implications of evidence brought forth since our testimony was filed.

As we indicated in our original report, we are not in a position to undertake a comprehensive review of the Hydro-Québec revenue requirement in this proceeding. Instead we have focused on a few areas in order to illustrate the nature of the task that confronts the Régie in assuring that the proposed tariffs are reasonable and are free of cross-subsidy.

In this context, we note again that restructuring in

the U.S. has lead recently to higher prices, diminished reliability, and a disappointing shortage of alternatives. These developments are relevant to the present proceeding because of the extent to which manipulation of corporate structures may have lead to abuse of captive monopoly customers.

The State of California has recently opened investigations into such dealings within both of its larger utilities. In both cases, the concerns that are being investigated include the extent at which utilities that are near bankrupt and bankrupt utilities have profited significantly at the expense of their monopoly customers.

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. Some damage the credit worthiness of the utility when the affiliate gets into trouble, some imperil the utilities directly by the extent of the overcharges.

We are not dealing with events like that here, but then they come as unpleasant surprises wherever they happen. For the Régie, these events show the importance of establishing clear and firm rules and

procedures from the outset to assure that you aren't confronted by similar circumstances here.

The Régie, after all, lacks any institutional memory or long-term record against which to measure and detect dubious practices. Without clear standards of conduct, rate-setting practices, and reporting requirements, its ability to protect the Quebec public may be compromised.

One underlying problem in our view is related to the absence of any precise reporting requirements yet for Hydro-Québec. In our 3405-98, we urge the Régie to proceed expeditiously to fix annual reporting requirements and a uniform system of accounts for Hydro-Québec. Such reporting is a fundamental feature of rate regulation, and it is hard to see how the Régie can set tariffs and otherwise oversee utilities without it.

Reporting requirements are necessary but not sufficient. A nineteen ninety-six (1996) publication of the National Regulatory Research Institute, which is the research arm of NARUC, reviews the subject of self-dealing between an electric utility and its affiliates in detail and indicates that the regulatory options include divestitures, structural separation, prohibition or pre-review of affiliate

transactions, requirements for competitive bidding where applicable, and regulation of such transactions through codes of conduct or otherwise.

During the proceedings on Theme 1, we quoted the warning from the top antitrust regulator in the U.S., that regulation of conduct alone was likely to prove insufficient because regulators are likely to lack the resources to police the multitude of transactions as to which abuse may occur, and his strong preference for structural remedies as well.

This view is consistent with my own experience across utility sector, especially as the blending of monopoly and competitive activities became more commonplace. Against this backdrop, it should be clear that the code-of-conduct approach that we are proposing is far from a radical or an aggressive step, indeed it seems the minimum necessary to prevent affiliate abuse.

One example of such a code is contained in the July nineteen ninety-nine (1999) adoption by the U.S. National Association of Regulatory Utility Commissioners of guidelines for cost allocation and affiliate transactions, that was reproduced as Appendix 1 to our report.

These guidelines are meant to provide guidance to regulatory authorities and utilities in developing procedures and in recording transactions for services and products between a regulated entity and its affiliates. Such guidelines would affect the treatment of the Connexim transaction in this proceeding, dramatically.

First, such transactions would have to be reported close to the time when they occurred. Second, they would have to be traceable to values set forth in the uniform system of accounts. Third, the utility would be entitled to the higher of book or market value for transferred assets and would be billed for services from those assets at the lower of book or market value.

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.

We would also like to draw the Régie's attention to the sections of the new guidelines dealing with the reporting and audit requirements. Page 3 reads in part:

To the extent possible, all direct and allocated costs between regulated and non-regulated services and products should be traceable on the books of the applicable regulated utility to the applicable uniformed system of accounts. Documentation should be made available to the appropriate regulatory authority upon request regarding transactions between the regulated utility and its affiliates.

This recommendation is expanded upon in Section E on Audit Requirements. The first paragraph of Section E reads in part as follows:

Regulators should have complete access to affiliate records, consistent with state statutes, to ensure that the regulator has access to all relevant information necessary to evaluate whether

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

THÈME 4
PANEL RNCREQ
Int. Me Hélène Sicard

*subsidization exists. The auditors
and not the audited utility*

should determine what information is relevant for a particular audit objective. Limitations on access would compromise the audit process and impair audit independence.

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.

While we don't assert that the NARUC code is the only possible approach to these matters, it does embody necessary principles which could remedy the informational shortcomings that confront the Régie with regard to the Connexim matter and that could come to trouble in other respects as well.

M. PHILIP RAPHALS :

I would like to comment briefly on some of the recent developments in this proceeding concerning these issues.

In our testimony, in our written testimony, we raise concerns that the sale of telecommunications assets to Connexim and the subsequent purchase of telecom

services from the same company could represent a form of affiliate abuse. If the assets were sold at below their market value and the services are priced at their market value, the result could well be a transfer of wealth from the regulated entity, and hence from the rate payers, to the unregulated business, and hence to the shareholder.

Hydro-Québec has refuted the statements made in an editorial in Tête de Ligne, which was filed by the RNCREQ, to the effect that the fibre optic system itself was sold. But it is still not clear exactly what assets were sold or at what price.

There is also confusion as to the nature of the transfer price. While the formula was clearly based on depreciated book value, with certain adjustments, Hydro-Québec nevertheless describes this as a market evaluation, or a market valuation -- excuse me.

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.

Hydro-Québec has also testified that the result of the Connexim transaction was to lower the revenue requirement. Unfortunately, we don't see how the Régie can verify that statement, for a number of reasons.

The first has to do with the distinction between the rate base and operating expenses. It appears that Hydro-Québec's policy is that assets are only treated as part of the TransÉnergie rate base when they are, entre guillemets, "owned" by TransÉnergie. Use of other assets is billed to it at a rate that is meant to include their full cost, plus TransÉnergie's rate of return. While this approach does in theory result in the same charge in the present year, it is still problematic in a number of ways.

First, there is the lack of transparency. Rate-base assets are clearly identified with their original cost and with accumulated depreciation. These amounts are known, verified, and predictable from year to year. Expenses billed by DPTI are in contrast a sort of a black box which the Régie is apparently unable to fully verify.

Furthermore, whereas any proceeds resulting from the sale of rate-base assets are accounted for in a way which returns their value to the regulated customer, sales of assets by DPTI are apparently treated as unregulated transactions in which any proceeds above book value accrue to the shareholder, even if the assets are used primarily or even exclusively to serve regulated transmission and distribution functions.

Another difficulty the Régie would have in verifying that the Connexim transaction resulted in lowering the revenue requirement is that it knows very little about the nature of the transaction itself. It knows that assets were sold to Connexim and that services are purchased from it, but it does not have many details about either of these transactions. How then can it be sure if the total cost of these services is not greater than it would have been if Hydro-Québec had kept the assets and provided the services itself?

On the one hand, the utility argues that this information is irrelevant to the Régie since its role is only to verify the revenue requirement for the projected test year, not to second-guess Management about past choices. And yet at the same time, its witness has testified that the transaction resulted in lowering the cost of service.

One must presume the transaction was profitable for Hydro-Québec, which, it is noted, is an integrated company with respect to its accounting system. But how can we be certain it was also advantageous to TransÉnergie's regulated customers? Based on the information presently available, we do not see how the Régie can make this determination.

A further complicating factor is the separate agreement under which Hydro-Québec has apparently given Bell exclusive rights to its excess telecom capacity for five years. Was full value received from Bell, full market value received from Bell for this capacity, or perhaps did Hydro-Québec forego some of that market value in exchange for some other consideration, perhaps related to the Connexim transaction?

Have the revenues from Bell been deducted from the cost of operating the telecom system, for the purposes of determining the charges to TransÉnergie, or they treat it as an independent and non-regulated revenue source? Knowing so little about the transaction, it is hard to be sure that it is fair to the ratepayer, on whose behalf the telecommunication system was constructed.

The underlying problem is in part the incorrect

notion that regulators need to know cannot extend beyond the limits within its regulatory powers are exercised. Regulators cannot limit their ability to obtain information solely to regulated entities where affiliate transactions are concerned. They need to be able to get information from the affiliates, even though they do not set their prices. Otherwise, needed information will simply be kept in the unregulated entities and denied to the regulator.

One indicator of standard regulatory practice on this issue is found in the NARUC Guidelines For Cost Allocation And Affiliate Transactions, that Mr. Bradford just mentioned. In Section E-1, on Page 5 of these guidelines, they state -- quote :

The regulator should have complete access to all affiliate records necessary to ensure that cost allocations and affiliate transactions are conducted in accordance with these guidelines.

NARUC apparently does not find it appropriate to limit the regulator's purview to the activities it regulates.

Similar reasoning, albeit in a different context, is

found in the excerpt from FERC's Order 888-A, which is quoted in Footnote 98 of our written evidence, on Pages 49 and 50. Here, FERC is explaining the interaction between its jurisdiction over wholesale rates and its lack of jurisdiction over retail rates. It states, and I quote :

If a utility is regulated by both this commission and the state commission, each commission, in setting cost of service rates within its jurisdiction, will separately and independently determine the utility's total cost of providing service, also known as the utility's total revenue requirement.

And skipping a couple of sentences,

Thus, under historical cost-base rate-making, regulatory authorities do not carve out so-called wholesale costs that only this commission can take into account in determining rates subject to its jurisdiction, or so-called retail costs that only a state commission can take into account in determining rates subject to state jurisdiction.

Close quote. In other words, even though FERC has no jurisdiction over retail rates, it still requires full information about the cost incurred to provide this service, retail service. This is thus another example of a situation in which a regulator must take cognizance of costs that are not covered in the rates it sets but which are nevertheless necessary to the proper exercise of its jurisdiction.

Finally, I would like to turn to the question of additions to the rate base, which we also addressed in our written evidence. We noted there are six great expansion projects included in the rate base, even though they have not yet received the authorizations that would trigger the -- even though they had not, at the time in any case, received the authorizations that would trigger the application of Section 164.1 of the Act.

Recently, I understand that Hydro-Québec's witness acknowledged that its evidence presents no justification or alternatives for these projects. As we noted in our written evidence, the Régie had indicated that information of this type was required for proposed additions to the rate base that has not already have authorizations required to trigger application of Section 164.1.

In the meantime, as you of course well know, the Régie's regulation concerning the application of Section 73 has been published in the Official Gazette and the period for public comment I believe has now ended.

Under these circumstances, it is hard to see how the Régie could authorize the inclusion of these projects in the rate base unless obliged to do so under Section 164.1.

As we stated in our evidence, this type of preemption should normally be construed narrowly. Thus, unless the Government authorizes these projects, before it approves the Régie's regulation concerning Section 73 and before the Régie completes its deliberations in the present file, we maintain our recommendation that the Régie should decline to recognize these investments as part of the rate base, given that Hydro-Québec has declined to provide the information requested by the Régie on which it might find them to be prudently acquired and useful.

(13 h 55)

Me HÉLÈNE SICARD :

Ça complète notre présentation. Les témoins sont disponibles pour être contre-interrogés.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Sicard. Maître Morel.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me F. JEAN MOREL :

Merci beaucoup, Monsieur le président.

- 75 Q. Good afternoon, gentlemen. I have but a few clarification questions for you on this part of your evidence which I believe is limited to section 8, if my understanding is correct, this afternoon?

MR. PHILIP RAPHALS:

A. Section 8 and responses related to the...

- 76 Q. Yes, I stand corrected, thank you. I think you have confirmed that in your opening statements or at least Mr. Bradford has specified what is written down on top of page 61. And that is the beginning of section 8. I hope my page numbering is the same as yours.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je voulais juste m'assurer. Mr. Bradford, do you have a copy of the proof with you?

MR. PETER A. BRADFORD:

A. Yes, I do.

Me HÉLÈNE SICARD :

Okay, thank you.

MR. PETER A. BRADFORD:

A. Or at least I have access to Mr. Raphals'.

Me F. JEAN MOREL :

77 Q. On my copy, as I was saying, it is at page 61 and it is at the introductory paragraph to section 8, Revenue Requirement, where you state that the scope of your mandate did not permit you to examine Hydro-Québec's proposed revenue requirement in detail, the fact that -- again, I note that there are no representative of the RNCREQ sitting with you. You are sitting there as their experts with a mandate to present some evidence on RNCREQ's behalf. I think we have sort of established that?

MR. PHILIP RAPHALS:

A. That is right.

78 Q. Okay. So I am correct in assuming or concluding that your mandate, as given to you by the RNCREQ, did not intend to cover revenue requirement analysis or examination in detail?

A. That is correct.

79 Q. And then, you nevertheless comment on several aspects of the ratebase, and then you have touched off on these aspects in your presentation, being the justification of additions and the regulatory treatment of telecommunications assets and finally expenses included, and some of the expenses included

in the revenue requirement. Those issues or those aspects, as you have mentioned them, were suggested to you by the RNCREQ, were they?

A. I would say that they emerged from our discussions concerning Hydro-Québec's filing.

80 Q. And your discussions with the analyst of the RNCREQ, I believe?

A. Mr. Lacroix.

81 Q. Yes, okay. That is again from our earlier exchanges, okay, and not from meeting with administrators of the RNCREQ?

A. No.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je ne veux pas faire de gros plats, mais j'ai une petite objection à l'effet c'est quoi la pertinence de toutes ces questions. On a déjà couvert ça, je pense, la dernière fois, lors du dernier témoignage.

Si c'est la dernière question de mon confrère, je vais m'arrêter ici, mais est-ce qu'on veut continuer dans cette analyse de... La Régie nous demande d'avoir des experts et de présenter des témoignages d'experts. C'est ce qui semble l'aider le plus; c'est ce qu'on fait. Les questions de mon confrère me laissent à penser qu'il y a un problème. Est-ce qu'il a un problème?

Me F. JEAN MOREL :

C'est à moi, Monsieur le président?

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Morel, il y a une objection.

Me F. JEAN MOREL :

Je remercie... bien, une objection, je ne sais pas à quoi, là, une objection à où je m'en vais parce que les questions...

LE PRÉSIDENT :

À la pertinence de vos questions, c'est ça...

Me F. JEAN MOREL :

Parce qu'on avait très bien répondu aux questions, puis en fait, moi, je me référais au premier paragraphe où on parle du *Scope of the Mandate+, ensuite *we shall nevertheless comment on several aspects of the ratebase+.

Je voulais juste savoir pour quelles fins ou au nom de qui, en vertu de quel mandat, ces commentaires avaient été faits. J'ai eu mes réponses, j'ai confirmé que c'était avec... suite à des conversations avec l'analyste de monsieur Lacroix, l'analyste du RNCREQ.

Ensuite, ma dernière question portait à savoir s'il y avait eu des conversations avec des administrateurs du RNCREQ. La seule raison que j'ai posé cette question-là, c'était pour faire le lien avec l'intervention amendée du RNCREQ dans le présent dossier où le RNCREQ indique qu'un *comité d'administrateurs du RNCREQ sera chargé de faire les choix ultimes en ce qui a trait notamment aux positions que prendra le RNCREQ dans ce dossier+.

Alors, j'ai demandé qui avait pris la position ou j'allais demander essentiellement qui avait pris les positions exprimées par les experts au nom du RNCREQ. Il me semble que je me réfère à des documents qui sont au dossier...

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard?

Me HÉLÈNE SICARD :

Je voudrais que ce soit très clair; une seule chose. Quand un client engage des experts, les experts sont des professionnels. C'est évident que, nous, on les engage, mais ils ont une obligation d'être objectifs dans les sujets qu'ils traitent et à donner des opinions qui sont basées sur leurs connaissances à eux et non pas nécessairement sur les conclusions que le client qui demande voudrait en voir tirées.

Par exemple, si je suis, pour être plus pratique, là, dans un débat médical, puis que je demande est-ce qu'un médecin a bien opéré ou mal opéré quelqu'un, bien, l'expert que j'ai engagé, s'il est honnête et qu'il pense que j'ai mal opéré, c'est ce qu'il va venir dire. On ne contrôle pas, on contrôle les sujets qu'on donne à nos experts...

LE PRÉSIDENT :

Mais, Maître Sicard, je m'excuse, mais là, vous êtes dans l'argumentation au fond.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je suis...

LE PRÉSIDENT :

Non, juste un instant. Je pense que les questions que maître Morel a posées sont tout à fait légales parce qu'il se réfère au texte et il n'y a rien d'anormal là-dedans, J'ai fait ce travail-là pendant quelques années, n'est-ce pas, et c'est tout à fait légitime de poser ces questions-là.

L'argumentation qui va en sortir, je n'en ai aucune idée; vous non plus peut-être, mais l'argumentation, c'est plus tard. Là, on en est sur la légalité. Vous faites une objection à la pertinence. Je vous réponds, votre objection est rejetée; c'est

pertinent. Allez.

Me F. JEAN MOREL :

Parfait, merci.

82 Q. My last question on this issue, all that was left to do was to -- and I guess you gathered from the translation at least, Mr. Bradford, that I was referring to the RNCREQ's amended intervention in these proceedings, and it is paragraph 20 that stated that a committee of administrators or officers -- this is my translation -- of the RNCREQ will be charged or will be responsible to make the ultimate choices as to what the position of the RNCREQ will be in the present instance.

And my last question was that, did you in preparing your testimony in this case, which is indicated as being filed on behalf of the RNCREQ, did you meet with administrators or a committee of administrators of the RNCREQ?

MR. PHILIP RAPHALS:

A. No, I did not. I always presumed that Mr. Lacroix was consulting with them.

83 Q. Okay. That's it. I am at page 67 of your written testimony at the very end of section 8.1 which I believe is with respect to telecommunications assets

and where you touch on or make your reference to the NARUC Guidelines for Cost Allocations. And the first full paragraph on that page starts off by saying:

The issues of interaffiliate transactions raised by the dealings with Connexim are likely to recur in many guises in the future.

And I would like to know why you say that. What is this affirmation based on?

MR. PETER A. BRADFORD:

A. My own experience with the processes by which utility holding companies, and especially circumstances in which the changes in the utility industry are broadening the areas of potential affiliation, come to have dealings with the core monopoly utility. My own experience, of course, extends to telecommunications and gas as well as electricity, but as those industries have changed, the types of affiliate transactions and the concerns over the impacts of affiliate transactions have generally grown rather than diminished.

84 Q. And then, you say that it is by way of an example that you cite the NARUC Guidelines, which you believe are often found or which you state are often found in U.S. Codes of Conduct governing

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

THÈME 4
PANEL RNCREQ
C.-int. Me F. Jean Morel

affiliate

transactions. Would you know or could you confirm that these guidelines, as they are presented in the NARUC document, are consistent with generally accepted accounting principles in the U.S.?

A. I believe that they are, but I am not an accountant. I would astonish me if NARUC had adopted principles that were not.

85 Q. Well, let's go, if you do not mind, to the attachment where you present -- attachment to your written evidence where you present the NARUC Guidelines?

A. Yes.

86 Q. And specifically on page 4 of the -- I do not know if it is 4 of the Guidelines or 4 of your Appendix 1, but it seems to be the same to me, 4 of Appendix 1, the third paragraph reads:

Generally, transfer of a capital asset from the utility to its non-regulated affiliate should be at the greater...

That is the rule you have presented. And then, the second sentence reads in part:

... except as otherwise required by law or regulation.

Do you know what is meant here by "regulation"?
Would it be sort of a statutory instrument taken under an

act such as the Section 73 Regulations or would it be decisions of regulatory bodies such as the Régie, if you know?

A. I do not know. I can tell you my assumption if you want, but I do not know.

87 Q. Okay, fine.

A. My assumption, since these were drafted by an organization that focuses heavily although not exclusively on regulatory developments in the U.S., was that the word "regulation" there is used in the context of regulations adopted by either regulatory commissions or other similar bodies empowered to promulgate, say, accounting regulations. Because it is very clear that these are guidelines and not intended for verbatim adoption in any jurisdiction with which they might be -- in which they might be in conflict with higher laws.

88 Q. Yes, I realize that, I appreciate that they are NARUC Guidelines but nevertheless, this third paragraph, paragraph 3 that I have just cited to you, is drafted up in a way that the proposed rule is subject to applicable laws and regulations and...

A. Yes, yes.

89 Q. ... that is what I wanted to clear up and that is fine, thank you. The next paragraph, always on page 67, dealing with these guidelines reads that:

Such a rule can take the place of a more

rigid and time-consuming process requiring preapproval by the Régie of all such transactions.

Mr. Raphals made allusion to the draft Section 73 Regulations which were subject to comment up until recently and I guess they are anticipated to become effective regulations at one time.

Would you say that the application of these regulations and the effectiveness then of Section 73 of the Régie de l'Énergie Act would constitute a process by which these transactions could be reviewed by the Régie?

MR. PHILIP RAPHALS:

- A. I believe that certain transactions would require preapproval by the Régie under Section 73, once the regulation is adopted, but not all of the transactions referred to by the NARUC Guidelines. So, if the sense of your question is, is such a guideline unnecessary because of Section 73 and its regulation, I do not think that that is the case.

90 Q. Okay. Then, the next sentence reads:

However, a comprehensive set of protections against affiliate transaction abuse must be much broader in scope, and should be

instituted as soon as possible.

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.

91 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.

Me F. JEAN MOREL:

Thank you, gentlemen. Ça complète mon contre-interrogatoire, Monsieur le président.

(14 h15)

LE PRÉSIDENT :

D'accord; merci, Maître Morel. Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui veulent poser des questions au panel? Non... Oui, Monsieur Dagenais, on s'excuse.

CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAI:

Donc, Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec, j'ai quelques questions.

92 Q. J'aimerais savoir en ce qui a trait aux lignes directrices du NARUC est-ce qu'elles ont été adoptées par des agences réglementaires aux États-Unis ou si on y réfère au besoin, là?

MR. PETER BRADFORD:

A. I don't know of... I don't know what the history has been in terms of adoptions. I remember they were only promulgated in nineteen ninety-nine (1999). I do know that the substance of these guidelines is reflected in codes of conduct that had been adopted by many different states in... during the decade of the nineteen nineties (1990's), and in some measure also by the Federal Energy Regulatory Commission.

93 Q. Est-ce que vous avez des cas précis et récents de subsides croisés qui favorisaient les filiales et est-ce que vous avez une idée de l'impact que ça a pu avoir sur les revenus requis? Donc, est-ce qu'il y a eu des causes aux États-Unis finalement qui ont été clairement identifiées et évaluées?

A. Yes, in my own experience there have been quite a few cases if you consider all of the utility sectors in which we have identified either cross-subsidy or simple overcharge by unregulated affiliates for services provided to the monopoly affiliate, and in some cases the amounts have been quite large, and I'm thinking of telephone case where the amounts were well up in the tens of millions and maybe even over a

hundred million dollars (\$100 M).

94 Q. Concernant les utilités qui ont réalisé la séparation fonctionnelle, est-ce qu'il y a des cas finalement où il y a des subsides... où des subsides croisés étaient identifiés puis est-ce qu'il y a des règles spécifiques à ce moment-là qui peuvent s'appliquer?

A. Certainly there are cases in which either cross-subsidy or simply overcharge have been identified and yes there were rules that can be applied. My own view is, the greater degree of separation, the better, because structural safeguards are more likely to be successful and after-the-fact policing or guidelines that depend on a continuing policing capability on the part of the regulatory agency. But that having been said, certainly there are guidelines or rules that can be helpful.

95 Q. Peut-être une dernière question. Est-ce que c'est votre compréhension que la FERC, évidemment, vise à modifier les règles en rapport avec la séparation fonctionnelle, par exemple, et puis l'ouverture des marchés justement parce que c'est difficile de contrôler des entreprises qui ont réalisé une séparation fonctionnelle, parce que c'est plus difficile entre autres que de contrôler des entreprises qui sont séparées? Avez-vous compris la question?

A. I'm not sure that I do and...

Me HÉLÈNE SICARD:

Mr. Bradford, may I suggest that you repeat what you have understood? Because I'm listening to the translation at the same time, I'd like to hear you repeat what you understood as the question.

MR. PETER BRADFORD:

A. Well...

Me HÉLÈNE SICARD:

Thank you.

MR. PETER BRADFORD:

A. Since I was just... I had just said that I wasn't sure that I understood it. Let me state for you the dilemma, I think. There are concerns about structural separation from a couple of different directions and I couldn't... I wasn't sure whether you meant concerns that structural separation made the monitoring of affiliate transactions more difficult than vertical integration or whether you thought that... I'm sorry, you said functional separation.

M. RICHARD DAGENAIS:

96 Q. Yes.

M. PETER BRADFORD:

A. Whether you thought that it...

97 Q. Je réfère à l'ordonnance deux mille (2000) dans le fond qui vise à remplacer ou à mettre à jour l'ordonnance 888, je pense, c'est 889, parce que la FERC a noté des problèmes sur le marché, donc il y avait possiblement des abus de pouvoir, et cetera, et le marché n'était pas aussi efficace que qu'est-ce qu'ils pensaient. Donc, est-ce que ce n'est pas une reconnaissance que la séparation fonctionnelle est beaucoup plus difficile à contrôler finalement?

A. Than vertical integration or than structural separation?

98 Q. Yes, effectivement, la séparation fonctionnelle d'une entreprise intégrée versus la séparation administrative ou physique, finalement, des entreprises.

A. I think, yes, FERC has become increasingly concerned that the possibility for various kinds of anti-competitive conduct are much great that it understood a few years ago when it adopted Order 888 and these don't all have to do with issues of functional versus structural separation but, generally speaking, you can see in the preamble to Order 2000 that FERC is very concerned with the types of abuse that seemed to be hampering market development in the US and that it is reviewing a number of different practices that it had once thought it could tolerate in the context of seeking to achieve open access and is reconsidering whether in fact it can -- whether it needs to go

further.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Très bien, je vous remercie.

QUESTIONS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

Est-ce que je peux demander une précision?

- 99 Q. Mr. Bradford, just, I don't want -- my question slipped away in half an hour so I am going to bump in here. How much of what you are saying is US, in other words, how much of what you are responding is due to the fact of the American context, many players, very... sometimes wicked markets and lots of people playing on the same playground, compared to here where it is basically one player, in other words, what I am trying to say is maybe it is not really different because it is the same type of control that you're talking about, but I'm wondering how much of it is really contextual to the US because when I go to the US, as a commissioner, to see what's happening, I'm always surprised to see the amount of acrimony...
- A. Yes.
- 100 Q. ... of infighting that there is going on there and I'm trying to context what you're saying with that.

MR. PETER A. BRADFORD:

- A. Well, some of it is certainly attributable to aspects of the uniquely US situation, although the US situation itself is far from monolithic, there are parts of the country where it'd still have vertically integrated utilities parts that have partially separated utilities and parts that have completely divested. So, FERC's jurisdiction does include the vertically integrated areas as well.

The important point, I think, for purposes of our report here, and that I urge for your consideration, is that while you still have a... you have, first of all, the sole jurisdiction here within the Régie, you don't have the state federals, but then you have Hydro-Québec as far and away the dominant utility provider and it's vertically integrated. You also have in Hydro-Québec an entity that is involved in the US competitive markets and it is there or subject to the same incentives that utilities in the US involved in competitive markets are, that is they can gain by lowering the cost of their competitive divisions subsidiaries and charging as many costs as possible to the monopoly customers.

But you know, it is not a matter of good or evil, or of lawbreaking necessarily, that those are simply the economic incentives that they face. And in my own

experience, without exception, companies do respond to those kinds of incentives and unless you define in clear parameters as to limit the ways in which they respond, it is almost inevitable that they will do exactly what would be in the shareholders interest in terms of... in a situation where it makes sense to keep costs in the competitive markets down by recovering revenue in the monopoly areas, that's what they'll do. It's that context, not the broader US context, it seems to me to be important to this proceeding.

MR. FRANÇOIS TANGUAY:

Thanks.

LE PRÉSIDENT :

Le prochain intervenant, je crois que c'était GRAMME-UDD.

Me JEAN-FRANCOIS GAUTHIER:

On n'a pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

Vous n'avez pas de questions à poser.

Me JEAN-FRANCOIS GAUTHIER:

Non.

LE PRÉSIDENT :

Je vais repasser la liste, là, pour être sûr de ne pas en oublier un là. ARC-FACEF-CERQ, ils ne sont pas ici; ACEF de Québec, vous avez passé; AIEQ, ils ne sont pas ici; Coalition, pas ici; GRAMME-UDD, vous n'avez pas de questions; Groupe STOP-SÉ, vous avez des questions, ah! il me semblait que j'avais oublié quelqu'un.

(14 g 30)

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour, Messieurs les régisseurs.

- 101 Q. Good afternoon. I will ask my questions in English. For the record, my name is Dominique Neuman for Groupe STOP and Energy Strategies. I have a few questions concerning the Guidelines for Cost Allocations and Affiliate Transactions which is attached to the report you have filed. On page 1 of these Guidelines, at the first paragraph, on line 6, the first paragraph, it is stated that:

These Guidelines are not intended to be rules or regulations prescribing how cost allocations and affiliate transactions are to be handled. They are intended to provide a framework for regulated entities and regulatory authorities in the development of their own policies and procedures for cost

*allocations and affiliated transactions.
Variation in regulatory environment may
justify different cost allocation methods
than those embodied in the Guidelines.*

Also, I note that in the Rules of Conduct on the functional separation of TransÉnergie, which is, I think, HQT-2, document 5, I do not know if there was an English version provided to you. There is in section 4 of this document...

MR. PHILIP RAPHALS:

A. We do not have a copy of that with us.

Me DOMINIQUE NEUMAN:

I can provide it to you, Maître Sicard.

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman, vous avez dit HQT-2, document 5...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

102 Q. I think it is -- I just took a few pages of... it is the proper reference, HQT-2, document 5, and it is page 17. So, this document on page 17, items B4) and B5) refer to a policy to be developed by the Régie that would serve as a complement to these rules on functional separation between TransÉnergie and its affiliate.

So, do I understand from your testimony that it would be consistent with your recommendation that the Régie within this present case proceeds to integrate or adapt the various rules that may exist in the NARUC's recommendation and translate them and adapt them to the present context, to TransÉnergie's context. So, would it be consistent if the Régie does that in this present case?

MR. PETER A. BRADFORD:

- A. My concern, and I say this independently of the materials you have just cited to us because I have not seen an English version, my concern is that in this proceeding, the first of its kind for the Régie, it becomes very important to set clear rules of the road for affiliate transactions generally.

And what we have urged is not necessarily that those rules should be adopted in this proceeding, which after all is a specific tariff proceeding, but that the Régie should undertake a process for getting such rules in place at an early date so that it does not have to go forward dealing with each of these transactions on an after-the-fact basis with incomplete and inadequate information.

What use it would want to make of this material, and I presume it would take comments from other parties

present and review not just the NARUC Guidelines, but other more specific types of codes of conduct, and most State codes of conduct are considerably more extensive and specific than the NARUC Guidelines and I would assume that those -- some effort would be made to take those into account as well. But the point would be at the end to come up with a set of guidelines what, on the one hand, were firm and effective and, on the other hand, were suitable to Quebec law and regulation.

MR. PHILIP RAPHALS:

A. Excuse me, could I just add that in one of our responses to a question from, I believe, from the Régie on pages 20 through 23 of our responses, we detailed some of the issues that should be addressed in developing such a code and also spoke briefly to the process for developing a code.

103 Q. And in the meantime, while these Guidelines are not yet developed, how should the Connexim issues and other issues that you raise in Section 8 of your report be dealt with, in the absence of standard guidelines?

MR. PETER A. BRADFORD:

A. Well, one of the difficulties in answering questions how to deal with Connexim is the absence of clearer information as to aspects of the transaction

involving fiber assets and the rights of way, it is very hard to make a recommendation because it is not exactly clear what has happened here.

My own perspective is that from -- unless the dollar amounts involved are much larger than I would conjecture them to be, the Connexim issue is less important from a revenue requirement standpoint than it is as an illustration of the kinds of concerns that can arise with regard to affiliate transactions and the need to develop a framework for dealing with them.

It is not trivial by any means the dollar amounts. In my own experience, when something similar came up with regard to Boston Edison's assets...

104 Q. Boston Edison?

A. Boston Edison, the utility that served the Boston area since replaced by -- since merged into an entity called NSTAR; is that the discrepancy between the market value and the book value was in the tens of millions of dollars, experts differed over just what the correct amount was, so it is not trivial, but it is also not a dominant revenue requirement issue.

What is important is to be able to set the rules down for such transactions and be sure that the Régie is informed of them on a real time basis rather than long after the fact.

105 Q. On another subject which is dealt with in Sections 8.2.1 of the report...

LE PRÉSIDENT :

À quelle page, Maître Neuman?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Page 68 in my version.

106 Q. You suggest, and it is reproduced also in the recommendation two pages further, that corporate advertising and cultural donations should be excluded from the transmission revenue requirement -- I am reading the previous last two recommendations that follow up on page 70, 8.3 -- and that also legal and regulatory costs other than those related to transmission should also be excluded from the transmission revenue requirement.

And you mention this in the context and I will quote you, and I will go back on page 68, that is just after the quotation of Article 167, you mention:

It thus appears that Québec is one step closer to opening its retail markets to competition.

Would you not agree that in such event, on the

contrary, it would be in the public interest to ensure that certain costs, certain costs that benefit society as a whole, be assumed in part by the transporter instead of excluding it from the ratebase which might mean that these expenses might be jeopardized by possible competition at the retail level. Do you understand my...

MR. PHILIP RAPHALS:

A. I think you are referring to the issue of public benefits charges...

107 Q. I know you expressed the wish to talk about this subject in this case, which was not the case, but making such a recommendation, is it not contradictory with the recommendation of having public benefits funds within the transmission tariffs?

A. I certainly would have difficulty in regarding Hydro-Québec's corporate advertising as a public benefit that should be funded through a public benefits charge. You seem to be suggesting that cultural donations should be regarded in that way and I suppose there is a substance of debate to be had as to whether in fact Hydro-Québec is a public servant, it provides these donations as a public service and this is not, therefore, a function to be protected, or whether it is in fact a different kind of advertising as most other corporations that make those kinds of donations see them...

108 Q. I think it would be a question of -- if I understand you correctly -- of qualification. If these costs are considered to be beneficial to the public as a whole, in the public interest, you would not oppose these costs being considered...

A. I do not think the question is as simple as whether...

109 Q. ... on a pro rata basis as part of the corporate costs of Hydro-Québec?

A. I do not think it is as simple as asking whether or not they are beneficial to the public as to whether or not their primary function is public service and not to create a benefit for the competitive entity that makes those donations. But I do agree that it is a question that could be debated at a later time.

Me DOMINIQUE NEUMAN:

I do not have any further questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Je vais continuer ma lecture, parce que... NB Power, ils ne sont pas ici; OPG non plus. Option consommateurs, non. NEG, PG&E, vous n'avez pas de questions à poser. RNCREQ... Régie.

Me PIERRE R. FORTIN:

Pas de questions, Monsieur le président, merci.

(14 h45)

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay, Monsieur Frayne... non. Alors, merci, Messieurs.

Le prochain intervenant est NEG sauf que, Maître Allaire, j'aurais quelques questions à vous poser avant -- Maître Laurin, excusez.

Bonjour, Maître Laurin, je m'excuse, c'est que j'avais vu plus souvent maître Allaire et puis...

Me MARC LAURIN :

Vous étiez plus gâté qu'aujourd'hui.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, la première question que je voudrais vous poser, c'est, vous avez vu de la façon dont on a décidé de procéder dans cette audience-ci, c'est-à-dire par thèmes.

Me MARC LAURIN :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Nous sommes sur le thème 4 * Revenus requis +.

Me MARC LAURIN :

Oui.

3 mai 2001

Volume 17

LE PRÉSIDENT :

Et à quel endroit, dans votre preuve, vous avez des commentaires ou des considérations sur les revenus requis?

Me MARC LAURIN :

On n'a pas d'éléments qui sont très exhaustifs, là, je n'ai pas le, je n'ai pas apporté, il faudrait que je sorte mes choses pour vous répondre, je ne m'attendais pas à cette question-là, du moins au tout début ou avant même de commencer la présentation.

Notre exposé d'ailleurs sur cet élément-là, ce qu'on pourrait apporter, va être relativement bref. Ce qu'on entendait faire est de prendre l'opportunité, compte tenu que dans deux semaines, je veux dire, notre présentation sera plus élaborée, c'est de prendre, et comme on n'a pas, on n'est pas intervenus préalablement, c'est de se présenter premièrement à la Régie comme organisme, de faire notre présentation en utilisant ce thème-là pour le faire, et brièvement, je veux dire, toucher de ce thème-là à partir de notre connaissance, c'est-à-dire on ne présente pas de preuve d'expert aujourd'hui, c'est-à-dire de notre connaissance factuelle des éléments et de la manière que c'est traité dans l'environnement américain des états de l'Est plus particulièrement américain.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, on va suspendre pour la pause de l'après-midi...

Me MARC LAURIN :

Est-ce que, Monsieur le Président, vous faites une objection avant qu'on ne commence?

LE PRÉSIDENT :

Je ne fais pas d'objection mais je veux juste que vous nous indiquiez à quel endroit, parce que vous êtes libre de faire témoigner vos gens aujourd'hui, là n'est pas le point, mais sauf qu'on aimerait ça voir à quoi c'est relié. Les thèmes 5 et 6...

Me MARC LAURIN :

Ils sont très clairs...

LE PRÉSIDENT :

... vous semblent collés à la peau, mais le thème 4, je ne voyais pas le lien. Vous avez demandé à être entendus aujourd'hui, on va certainement vous entendre, mais sauf qu'on aimerait que vous nous indiquiez, pendant la pause, vous aurez le temps de le faire, voir quels sont les éléments...

Me MARC LAURIN :

On peut aussi le faire dans le cadre aussi du

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

témoignage, se référant à notre mémoire, on peut aussi le faire dans le cadre de notre témoignage. Comme vous le savez, je suis procureur, je suis quelqu'un qui facilite l'audition, je ne suis pas le témoin non plus, et je ne suis pas non plus l'auteur du mémoire en question. Alors, vous m'adressez la question, je vais en discuter avec mes gens...

LE PRÉSIDENT :

Bien, c'est pour ça qu'on va suspendre.

Me MARC LAURIN :

... je vais tenter d'y apporter une réponse, mais il faut comprendre que la question devra être aussi adressée à ce moment-là aux témoins qui seront devant vous, et à ce moment-là, on pourrait avoir un débat dans le cadre d'un témoignage, si besoin est de, sur la pertinence de notre intervention.

LE PRÉSIDENT :

D'accord, mais je voulais juste vous, comme c'est la première fois qu'on vous voit à la barre, simplement vous signaler de la façon dont on fonctionne...

Me MARC LAURIN :

Merci, Monsieur le Président.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

LE PRÉSIDENT :

... qui est quand même assez particulière là-dedans, et elle a son objectif, elle a ses avantages et ses inconvénients, mais elle est comme ça.

Me MARC LAURIN :

Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE - (14 h 47)

REPRISE DE L'AUDIENCE (15 h 05)

Me MARC LAURIN :

Je pense que si je veux quand même débiter dans les normes, nonobstant, je veux dire, l'intervention de Monsieur le Président, je vais quand même me présenter officiellement.

Alors, pour les fins de la transcriptions, Marc Laurin, du cabinet Stikeman Elliott. Je représente PG&E National Energy Group. Je suis accompagné par maître Daniel St-Onge, de PG&E National Energy Group, et par maître Mélanie Allaire, de mon cabinet.

Pour répondre brièvement à votre question, nous

considérons que les pages 12 et 13 de la section 3.2 se rapportent en partie au thème qui est soulevé aujourd'hui. La confusion provient aussi de la restructuration des différents thèmes où on retrouvait dans le passé, au thème numéro 6, les revenus requis, qui maintenant ont été réunis avec le, selon ma compréhension, avec le thème 4.

À tout événement, comme je vous ai dit, il y a beaucoup de thèmes qui s'enchevêtrent, je veux dire, beaucoup d'éléments qui s'entrecroisent et il est difficile, finalement, je veux dire, de s'asseoir nécessairement, sauf peut-être pour les thèmes 5 et 6 sur lesquels on reviendra devant vous encore, intervenir de façon très spécifique.

Je vous inviterais toutefois, si vous me le permettez, à ce que nous fassions la courte présentation que nous avons à faire, compte tenu, et vous pourrez juger, finalement, je veux dire, dans le calme de votre délibéré, de la pertinence de la présentation puisque nous tenterons de nous limiter, il s'agit d'une présentation globale incluant la présentation corporative de PG&E qui ne devrait pas dépasser les quarante-cinq (45) à cinquante (50) minutes, sujet aux questions qui pourront être posées éventuellement.

Nous allons donc en même temps, je veux dire, sauver le temps que nous aurions utilisé normalement et lors de la présentation, dans deux semaines, pour ce qui est de la présentation corporative. Si vous...

LE PRÉSIDENT :

Oui, oui, écoutez, je vous ai posé la question tantôt parce que ce n'était pas évident pour nous que vous vouliez traiter des revenus requis spécifiquement. Par contre, c'est sûr qu'on va vous laisser procéder. Je suis un peu surpris que vous preniez quarante-cinq (45), cinquante (50) minutes pour une page de votre mémoire mais à tout événement, je vous laisse...

Me MARC LAURIN :

Ce n'est pas tout le monde qui a mon débit, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Mais ce n'est pas vous qui témoignez.

Me MARC LAURIN :

Exactement. Si vous me permettez...

LE PRÉSIDENT :

Alors, allez-y.

Me MARC LAURIN :

Dans un premier temps, nous n'entendons pas préparer une preuve d'expert ici même si néanmoins il y a certains des témoins que nous offrons qui sont des employés de PG&E, je veux dire, ont une expérience très longue qui pourra peut-être faire que beaucoup d'experts qui viennent témoigner devant vous vont assurément apprécier et probablement les membres aussi du Bureau.

Je voudrais vous présenter, dans un premier temps, monsieur John Hawks. Monsieur Hawks, le c.v. de ces deux personnes, de monsieur Hawks et de monsieur Steve McDonald ont déjà été transmis à la Régie, j'en ai donné aussi aux intervenants, ce qui fait que je n'en ai pas apporté copie aujourd'hui. Mais permettez-moi peut-être brièvement, et en procédant en anglais, de vous résumer brièvement, je veux dire, leurs qualités pour se présenter devant vous aujourd'hui.

Mr. Hawks has been with PG&E National Energy Group...

LE PRÉSIDENT :

Avant, Maître Laurin?

Me MARC LAURIN :

Oui?

LE PRÉSIDENT :

... il faudrait peut-être les assermenter.

Me MARC LAURIN :

Oui, je faisais juste la présentation et je pensais peut-être qu'après, parce qu'ils ne répondent pas à des questions pour l'instant. C'est comme vous voulez, Monsieur le Président, si vous voulez qu'on les assermente, je pensais les introduire dans un premier temps puisque...

LE PRÉSIDENT :

Allez-y.

Me MARC LAURIN :

D'accord. Mr. Hawks has been with the PG&E National Energy Group since nineteen ninety-one (1991) and has been responsible for a variety of government relations and public affairs and functions. Currently, he is responsible for the NEG's Regional Transmission Organization and associated wholesale power market strategy and implementation, as well as gas pipeline regulatory affairs.

In this capacity, he ensures that the company's development, marketing, trading and asset management interests are represented before the Federal Energy Regulatory Commission, the Canadian National Energy

Board, the Gas Industry Standards Board, and the North American Electric Reliability Council.

Mr. Hawks supervises the NEG's participation in a variety of stakeholder/shipper working groups and advisory committees associated with compliance of FERC Orders 888, 889, and 2000, and Order 637, as well as Canadian regulatory proceedings involving TransCanada Pipelines, Hydro-Québec, and the Independent Electricity Market Operator in Ontario.

Mr. Hawks is Board Vice-Chairman of the Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), and he represents the Power Marketing segment of the ERCOT Board.

Prior to joining the NEG, Mr. Hawks spent fifteen years with the American Gas Association in a variety of marketing and public affairs positions. Mr. Hawks attended the College of William and Mary and the University of Kansas, where he received a B.S. degree. He also has an MBA from George Mason University.

The second person on the panel, Mr. Steve L. McDonald. Mr. McDonald has twenty years experience in financial, economic, and operational analysis of public utilities, eight years experience in managing

financial and information systems professional staff, six years university study in Economics and Finance.

His experience, his responsibilities include deregulation project management, financial management, strategic planning, financial analysis, and testimony as an expert witness.

He is currently Manager of Business Planning at PG&E Energy Trading. From June, nineteen eighty-five (1985) to August, nineteen eighty-eight (1988), he was with Southern California Edison Company, as Restructuring Project Manager. He has been Financial Manager and also Financial Supervisor/Analyst. He has been also, from May, nineteen seventy-nine (1979) to May, nineteen eighty-nine (1989), with the Federal Energy Regulatory Commission, in Washington.

So it is, c'est ma présentation des panellistes.
On peut peut-être maintenant les assermenter.

IN THE YEAR TWO THOUSAND AND ONE, on this third (3rd) day of May, PERSONALLY CAME AND APPEARED:

JOHN K. HAWKS, Vice-President, Regulatory Affairs,
PG&E National Energy Group, 7500, Old Georgetown

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

THÈME 4
NEG
Me Marc Laurin

Road, Bethesda, Maryland, U.S.A.;

AND :

STEVE L. McDONALD, Director of Market Policy, PG&E
National Energy Group, 7600, Wisconsin Avenue,
Bethesda, Maryland, U.S.A.;

WHO, after having made a solemn affirmation, do
depose and say as follows:

EXAMINED BY Me MARC LAURIN :

110 Q. Mr. Hawks, I did a summary of your C.V., do you
want to add something on it, on the practical
experience you have?

MR. JOHN K. HAWKS :

A. What I spend most of my time doing is working on
the emerging market designs and market development
associated with the FERC Order 2000, whereby
jurisdictional transmission providers in the
United States are right now filing, making
compliance filings on Order 2000 and hosting a
variety of working groups with the intent of
designing new wholesale power markets. And those
are principally in the Mid-West, the South-East,
Texas, the South-West, and the North-West of the
U.S.

We also are actively engaged in, and I am personally, as well as Mr. McDonald, been in the existing Independent System Operators that emerged in the New England Power Pool, New York Power Pool, the PJM Interconnection Association, Pennsylvania, New Jersey, Maryland, and the California ISO. All those came into existence after the issuance of FERC Order 888. That is what I spend my time on.

111 Q. Thank you. Now, Mr. McDonald, do you want to add something on your C.V.?

MR. STEVE L. McDONALD :

A. My current responsibilities focus on participation in the development, modification, and implementation of market rules in primarily the four, or the three North-East ISO regions. I am also familiar with the California ISO and the California PX, I was with Southern California Edison in the last years, nineteen ninety-six and ninety-seven (1996-1997). Ninety-five, ninety-six, ninety-seven (1995-1996-1997) was in preparation for the deregulated market in California.

Me MARC LAURIN :

Thank you, gentlemen. Monsieur le Président, il ne s'agit pas, ces deux individus ne viennent pas témoigner devant vous sous leur qualité d'experts, il n'y a pas de rapports qui ont été produits

antérieurement, ils sont là en leur qualité de représentants de PG&E, comme employés de PG&E.

Cependant, si vous le souhaitez, ça a été l'habitude par le passé de le faire, on pourrait coter à ce moment-là leurs curriculum vitae pour les fins du dossier. Et à ce moment-là, je suggérerais peut-être, je pense c'est notre premier exhibit, de produire le curriculum vitae de monsieur Hawks comme étant PG&E-1 et le curriculum vitae de monsieur McDonald comme étant la pièce PG&E-2.

NEG-1 : Curriculum vitae de M. John K. Hawks

NEG-2 : Curriculum vitae de M. Steve L. McDonald

Me MARC LAURIN :

Ceci étant fait, comme je vous l'ai indiqué tantôt, nous entendons procéder ou couvrir deux volets devant vous cet après-midi, le premier étant de nous présenter comme corporation devant la Régie, et ce thème va être couvert par monsieur Hawks, et finalement nous aborderons maintenant, selon notre vision des choses, le thème 4 que nous devons traiter devant vous, brièvement, et ça sera essentiellement une présentation faite par monsieur McDonald.

Nous avons, pour les fins de notre présentation, une

présentation sous forme PowerPoint et nous avons, parce qu'on a refait des photocopies, je n'appellerais pas ça des acétates mais différentes pages que nous allons vous présenter, et qui pourront peut-être aussi être distribuées aux intervenants qui en feront la demande après. Nous les coterons aussi.

LE PRÉSIDENT :

Mais, écoutez, ça serait peut-être avantageux de les distribuer avant la présentation...

Me MARC LAURIN :

Parfait.

LE PRÉSIDENT :

... pour qu'on puisse vous suivre.

Me MARC LAURIN :

D'accord. Alors à ce moment-là, la présentation de monsieur Hawks, qui est sur la question, l'aspect de la présentation corporative, sera la pièce PG&E-3. Et la présentation de monsieur McDonald sera cotée à ce moment-là sous la cote PG&E-4.

NEG-3 : Présentation de M. J.K. Hawks

NEG-4 : Présentation de M. S.L. McDonald

Me MARC LAURIN :

Ma collègue a déjà remis au traducteur une copie de ces documents pour leur faciliter le travail.

(15 h 00)

Maître Morel me demandait si on cotait aussi le mémoire de PG&E, nous allons le faire lors de la prochaine audition, dans deux semaines, avec les panellistes là qui, en somme les panellistes qui seront là à ce moment-là. Quand vous serez prêt, Monsieur le Président.

112 Q. Mr. Hawks, please.

MR. JOHN K. HAWKS:

A. Members of the Board, we very much appreciate the opportunity to give you this brief introduction to our company. As I'm sure you are aware, we had been in the news a lot in the last month and we welcome the opportunity again to clarify any questions you may have about our company.

Let me begin with our corporate structure, our holding company, headquartered in San Francisco, is PG&E Corporation. It has two principal subsidiaries, one is the utility Pacific Gas and Electric Company of which we've all heard quite a bit in recent months. The second subsidiary is the company that Mr. McDonald and I work for, PG&E National Energy Group.

Our company is headquartered in Bethesda, Maryland and we are principally concerned with a competitive power generation that includes development of power plants, construction on operations. Our company also owns an inner state natural gas pipeline that runs from the Canadian-US border at above Idaho down to the California-Oregon border.

In Bethesda, Maryland, we have an extensive trading and marketing operation for both electricity and natural gas and our part of the company is principally regulated by the Federal Energy Regulatory Commission.

Our utility affiliate in San Francisco is one of the nation's largest utilities. It's regulated on the retail side by the California Public Utilities Commission and on the wholesale side, transmission side, by the Federal Energy Regulatory Commission.

The National Energy Group, NEG, is the principal competitive business growth vehicle of the corporation. We are one of the largest and fastest growing US competitor power suppliers. For instance, we are the fourth largest "greenfield" power generation developer, that is developing power plants from scratch, not acquiring or refurbishing old plants. We are the third largest US power trader and

we're the top US importer of Canadian natural gas.

Our company was formed in two pieces, the pipeline in the North West began in nineteen fifty-seven (1957), our company began as US Generating Company, it was a joint venture and it's formed in nineteen eighty-nine (1989) with Bechtel Enterprises and PG&E Enterprises.

Our trading group, USGen Power Services, was formed in nineteen ninety-five (1995), that was power trading and marketing. We formed our gas trading and marketing through acquisitions in nineteen ninety-seven (1997).

In nineteen ninety-eight (1998), our PG&E corporation bought out the Bechtel USGen interests. We also acquired that same year fifty-one hundred (51,000) megawatts of the New England Electric Systems Generation Business. The National Energy Group was formed two years ago and last summer we integrated our gas and power trading and marketing under one roof in Bethesda, Maryland.

To give you a flavour of how we stack up against our competition in the US, I've shown here three leading competitors, Calpine, Duke and Southern, now "Mirrant" Corporation. You can see the growth on the merchant power generation side that has occurred just

with these four competitors in the US in the last three years alone.

I'm going to spend a moment on the separation since the last panel covered separation between utilities and their affiliates. In our case, and as a result, you know that our utility affiliate filed for reorganization under Chapter 11 on April sixth (6th). To ensure that there is no confusion, the bankruptcy only includes the utility, it does not include us, it does not cover the corporation either.

We have undergone, we, the National Energy Group have undertaken separate credit ratings from the utility and the corporation, the NEG has a Standard & Poors rating of triple B (BBB); the gas transmission company in the North West has A minus (A-) rating and our energy trading entity has a triple B plus (BBB+), that is significant because it is the energy trading company that accessed the counterparty to many, many different trading partners in North America including Hydro-Quebec.

We, over the winter, we created a legal structure known as a "ring fence" to protect the National Energy Group and keep our credit stronger and separate from the utility. We operate separately from a financial standpoint and from a legal standpoint

from the utility and we are opened for business and continually looking to grow our trading business and our business relationships with counterparties like H-Q.

Our generation scope, we have got thirty (30) power plants in operation in ten states in the US, about eighty-five hundred (8,500) megawatts of managed generating capacity. We also have about twenty (20) high efficiency gas fuel plants in construction development or under contract. Those will be online in two thousand (2000) and by the end of two thousand and three (2003), we expect our portfolio to grow to about twenty-five thousand (25,000) megawatts in the next five years and our gas requirements, as you can see, will be significant, upwards of three to five billion (3-5 billion) cubic feet of gas a day.

We have evolved in the states concentrating initially in the New England and mid-Atlantic regions, our gas pipeline, as you can see, is out in the Western part of the country, we have... the dots and bullets you see out West are principally power plants that are in development or construction. Most of the triangles and diamonds you see in the North-East are plants in operation. The ones in the South are in construction or operations, the South-East.

In New England, which is one of the reasons why we are so interested in this proceeding, we have direct business relationships with Hydro-Québec. In New England we have a number of plants, including Hydro plants, oil fuelled, coal fuelled and natural gas fuelled plants, two the plants you see on this slide, went in operation, commercial operation, just in the last month. The Athens facility is a development project that we anticipate bringing into construction in the next few months.

As I mentioned earlier, we rank fourth among greenfield power developers, as you can see here. The bulk of our portfolio, forty-eight percent (48%), nearly half is in New England. The remaining regions account for the rest, twenty-one percent (21%) in the West, nineteen percent (19%) in New York and PJM, by fuel, about two thirds (2/3) of our operating plants are gas fuelled, just under a quarter (3) are coal fuelled, ten percent (10%) are Hydro.

We are looking again, as I mentioned earlier, to get up to about twenty-five thousand (25,000) megawatts in the next five years. As you see here, most of those megawatts will be owned. We do a significant amount of contracting, "totalling arrangements", as they're called in the States, whereby we will not own a plant, we will go in and sign a long-term contract,

we will provide fuel to the facility and we will control it's output and manager its output.

Let me just switch briefly to our trading operation, getting past the adjectives here, we are engaged in the wholesale purchase and resale electricity and natural gas to a number of different counterparties including electric generation companies, local distribution companies, large end-used customers like industrials and other trading partners like marketers, like HQ Energy Services.

Our trading function also provides supply and marketing support to our power plant and gas pipeline assets. We also handle the risk management across all of our assets. Our trading floors are in Bethesda and Calgary.

To take New England again, the three ISOs we mentioned earlier, ISO New England covers the NEPOOL control area, the New York ISO is the New York, covers New York Power Pool and PJM, Pennsylvania, New Jersey, Maryland also includes Delaware and the district of Columbia.

We account for about thirty-three percent (33%) of the marketer sales in NEPOOL, that is principally because of our very large asset base in the region.

In New York, about seven percent (7%) of marketer sales, PJM about nine percent (9%).

You look at it from the NERC Regional Reliability Council standpoint, the North-East Power Coordinating Council is about twenty-seven percent (27%); the mid-Atlantic Area Council, about eight percent (8%). In total, we transacted about two hundred and eighty-two (282), almost two hundred and eighty-three (283) terawatt hours in two thousand (2000), ranking third among North American power marketers.

Our energy trading activity, the principal function is to manage market risk through a portfolio approach, i.e. portfolio includes our generation assets, includes our marketing programmes, it includes our trading, it includes our fuel procurement and management. Again, I'll skip through the creating value and contributing to growth, NEG growth, that's pretty self-evident.

Let me conclude with the reason we are in this proceeding in the first place. The first reason is that, it is, we believe critical to facilitate more active participation by all parties in the Quebec market. And the reason is the New England, the New York, PJM, Ontario and Quebec markets can really be considered ultimately a single region as far as power

transit... power, electric power transactions are concerned.

The Régie decisions impact not only Canadian commercial interest but US commercial energy interest as well because of the considerable amount of business that is done across the border.

Our interest in this proceeding covers an objective to achieve equity between the US and Quebec energy markets, that is comparable treatment for all market participants.

The critical element in equity or comparability is a fair and non-discriminatory access to the TransÉnergie transmission network. We acquired the New England assets for about one point seven billion dollars (\$1.7 billion) and we certainly are in this proceeding because decisions up here will impact that investment that we have in New England.

We also want to provide to the Régie a complementary US marketer point of view in this case. We want to see liquidity increased in the regional power market, liquidity is the key to ensuring that enough depth in the market exist, enough transactions, enough products, enough buyers, enough sellers exist for all of us to manage risk in a manner that will optimize

customer treatment, consumer treatment and costs to consumers.

And as I mentioned a moment ago, our real interest is to move toward common market protocols for the North- East United States and Eastern Canada, such alignment of interest between all of the participants we believe will improve market efficiency and minimize costs to consumers.

And I want to close and emphasize that HQ is a valued trading partner of PG&E National Energy Group. Indeed, we want to increase business opportunities between our two companies in both the US and in Canada, and we want to emphasize that it is not our preference to impair Hydro-Quebec's commercial presence in the US by our intervention in this proceeding. Thank you.

Me MARC LAURIN :

Thank you, Mr. Hawks. Now, we'll return to the reason of our presence here today with Mr. McDonald. We'll be covering the Exhibit PG&E-4 (NEG-4).

MR. STEVE L. McDONALD:

- A. Good afternoon, thank you for the opportunity to speak before the Board today. My presentation, my testimony here is basically to relate our experience

in the United States with regard to interconnection procedures and the cost allocation that follows those interconnection procedures.

There are basically two models that we deal with in the United States, one is the ISO controlled regions where ISOs are an operational control of the transmission facilities and FERC has mandated that they develop interconnection guidelines and standards to accommodate the region.

There are four of those regions, there's the ISO New England, PJM, New York ISO and the California ISO. The other areas of the United States are controlled by traditional utilities, some vertically... and most vertically integrated that act as our control areas.

Our experience in developing generation projects under both models is the generators are responsible for the cost of facilities that are constructed for the benefit of the generator and are necessary to connect that generator to the existing transmission system.

The test most often used is the question "would these facilities be built if the generator were not?". And those are the questions that are used in both models.

(15 h 40)

The current status of the ISO controlled regions, PJM has filed and had an approval by FERC for their interconnection procedures as part of their open access transmission tariff. New York ISO has developed procedures that are before the committees for vote and then a submission to FERC that are based off the PJM model. ISO New England has also filed with FERC a Schedule 11 for approval of their interconnection procedures, and in April of this year, California ISO submitted their proposal for interconnection procedures.

My primary focus recently has been with the New York ISO. Over the last year, I participated in the Interconnection Issues Task Force which was responsible for developing a cost allocation methodology for interconnection facilities in New York.

The process in New York is not an ISO mandated process; basically, the participants are represented and their committee approval is needed to pass new market rules.

Each of the sectors is identified and represented on these committees. The sectors have been determined through their governance structure to include transmission owners, generators, marketers and end

use customers. The way the committee structure is set up, the management committee oversees a business issues committee and an operational committee.

The business issue committee can assign task force to review and implement or recommend the detailed procedures of various business issues. The Interconnection Issues Task Force is an example of one of those subcommittees.

What happens in the negotiation process is that over the last year, all the different sectors have had their concerns voiced and argued before the Task Force, and the goal is to come up with a consolidated proposal to take up for a vote that represents the majority view of the participants in the market.

The proposal that the New York ISO has developed has basically come up with two definitions of facilities. These are attachment facilities which are facilities that are needed to attach the project to the existing transmission system and are constructed for the benefit of the generation project. A hundred percent (100%) of these costs are allocated to the generator. This was not the controversial piece.

The second portion of the definition has to do with system upgrade facilities. These are

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

THÈME 4
PANEL NEG
Int. Me Marc Laurin

modifications to

the existing transmission system to maintain reliability in response to load growth and proposed interconnection projects.

There is a distinction, a hundred percent (100%) of generator, of the cost of system upgrades associated with a generator project are the responsibility of the generator. However, a hundred percent (100%) of the transmission, of the cost associated with upgrades to increase reliability or meet load growth are the responsibility of the transmission owner.

The major concerns that we dealt with in the New York ISO proceeding, there were two. One was a comparable treatment of existing generators and new generators. And the second was the correct representation of the transmission related facilities in the transmission access charge. As part of the compliance with FERC Order 888, utilities were required to separate transmission and generation.

While at Southern California Edison, I was involved in this process, we started with the FERC accounting definitions of production, transmission and distribution plant, and then, we reviewed or examined each generating station's layout and we reviewed this with regard to the actual function of the facilities.

And where it was determined that transmission, traditionally accounted for transmission plants served the function that was related to the generator, these were reclassified as generator-related transmission assets for rate design purposes.

We did not go back and change the accounting definition or try to account for transmission assets in a different manner than the FERC definition for accounting purposes, but for tariff design, these were reclassified with the generator.

Utilities in New York went through the same process that resulted in transmission owner agreements with the New York ISO and these have been filed with FERC.

To ensure consistent treatment for new generators, transmission equipment required due to the construction and operation of the new generator is directly assigned to that generator. This allows only transmission facilities that are upgrades to the network capacity to be included into transmission revenue requirement which is used in the numerator of the calculation for the transmission access charge.

Utilities and traditional control areas have similar interconnection agreements. Each

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

THÈME 4
PANEL NEG
Int. Me Marc Laurin

individual utility is responsible to file
interconnection agreements

with the FERC that follow the FERC pro forma open access transmission tariff.

In our process of developing generator projects throughout the United States, we have had to deal with both of these models, both the ISO as well as the traditional regulated utility.

And in all cases, the direct connection costs have been borne by our projects. The costs that are associated with system upgrades that were related to our projects were also part of the costs that we bore. These included things like substation construction, switches, relays, breakers and radial transmission lines to connect to the existing transmission system.

In some cases where there is a lack of capacity, we have the ability to actually modify the transmission system and increase the capacity of the line. In cases like that, in a traditional control area, some of the utilities will credit back those investment costs as are used in scheduled transmission over those facilities.

It is similar to the treatment in the ISO regions. In the ISO regions, if I invest as a generator in an upgrade to a transmission facility or if the

transmission owner decides to increase the capacity of the line, they are given explicit property rights through the use of what is called in New York transmission congestion credits or in other regions, they are financial transmission rights. There is different acronyms for them, but they are explicit property rights in the ISO regions. In the traditionally regulated regions, it is more of a credit to the developer's initial investment.

We have some of the -- some of the specific examples that we have had to encounter as part of our development project is that with our Athens project in New York, we have an interconnection agreement with Niagara Mohawk. As part of that agreement, our interconnection costs are about two million dollars (\$2,000,000). A small portion of that is for two radio transmission lines that were built to connect to the existing 345 Kv system.

We decided on that project not to have one transmission line connected into the transmission system but two, in a loop configuration, to increase reliability. That was a decision of the project and those costs were borne by the project.

La Paloma project is in California, it connects to the PG&E utility system. In that particular case, we

actually incurred thirty-two million dollars (\$32,000,000) of interconnection costs. About fourteen million (14,000,000) of that is for a radial transmission line of about forty (40) miles.

The difference between these projects is really the location of the project. The Athens project was located fairly close to the existing transmission system. The La Paloma project was more remote. But in both cases, the allocation of those direct interconnection costs were borne by the project. The magnitude of the costs and the extent of the interconnection were not a factor in the assignment of those.

In summary, the examples that I have gone through demonstrate that the costs of the interconnection facilities including the radial transmission lines have traditionally been treated as a generation cost in the United States. And they are classified as generation expenses and removed from transmission revenue requirements. That concludes my presentation.

Me MARC LAURIN:

Thank you, gentlemen. So it is the end of our presentation. So, your witnesses.

3 mai 2001

Volume 17

LE PRÉSIDENT :

Alors, Hydro-Québec. Maître Morel, est-ce que vous avez des questions?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, Monsieur le président, j'en ai quelques-unes, essentiellement des questions de clarification. Ma première s'adresse à mon confrère. Il a fait coter PG&E-3, qui est la présentation de monsieur Hawks et également PG&E-4 qui est la présentation de monsieur McDonald et il a hésité à coter le Mémoire, le NEG Brief...

Me MARC LAURIN :

Pour l'instant.

Me F. JEAN MOREL :

... pour l'instant, oui, pour l'instant. Ce que je veux savoir, c'est est-ce que je dois limiter mon contre-interrogatoire aux présentations cotées 3 et 4 et garder mes questions sur le Mémoire lorsque le panel reviendra?

Me MARC LAURIN :

C'est-à-dire qu'il va y avoir un panel beaucoup plus étendu pour ce qui est de la présentation dans deux semaines. Alors, c'est comme vous le voulez, sauf qu'il y a peut-être des aspects, des questions que

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

vous pourriez poser aujourd'hui auxquelles les témoins qui sont devant vous ici ne pourront pas nécessairement répondre puisque ce n'est pas nécessairement dans leur champ spécifique de connaissances, pour ne pas utiliser le mot expertise.

Me F. JEAN MOREL :

Parfait, merci. Mais en guise de précision, j'aimerais dire tout de suite à la Régie et à mon confrère que j'allais limiter mes questions et toute référence au Mémoire de NEG aux pages, j'imagine 1 et 2 et identifiées sous la rubrique "Introduction" et aux pages que nous avons déjà identifiées, 12 et 13, subsection 3.2, Treatment of Generation Related Transmission Assets.

Me MARC LAURIN :

Vous êtes maître de votre contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais est-ce que vous n'auriez pas avantage à produire la pièce...

Me MARC LAURIN :

C'est-à-dire que je veux bien la produire comme telle, mais sous la réserve que je ferais à ce moment-ci, c'est que toutes les parties du Mémoire n'ont pas nécessairement reçu la participation des

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

témoins qui sont là. Si c'est...

LE PRÉSIDENT :

Il n'y aura pas de question d'autoriser en dehors de...

Me MARC LAURIN :

C'est parce que j'ai entendu mon confrère tantôt questionner les témoins experts qui faisaient partie de l'autre équipe. Je veux dire, si c'est une forme de "discréditation" qu'on cherche pour certaines parties du rapport, je pense qu'il est mieux d'attendre s'il veut le faire d'avoir une équipe complète en toute équité pour ma cliente, PG&E.

Cependant, si pour des fins techniques ce serait plus utile pour mon confrère que l'on produise l'ensemble du rapport immédiatement, je n'ai pas d'objection pour des fins techniques, mais sujet à ce que je viens de mettre comme réserve.

Alors, si ça peut vous être utile, je voudrais produire le Mémoire à ce moment-là comme pièce PG&E-5.

J'aurais probablement dû utiliser le mot "NEG" depuis le début parce que c'est toujours la terminologie qui a été utilisée partout. Alors, si on me permet de

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

m'excuser pour avoir confondu tout le monde,
utilisons et changeons tout simplement les cotes,
et je m'en excuse.

NEG-5 : Mémoire de PG&E National Energy
Group Inc.

CROSS-EXAMINED BY Me F. JEAN MOREL :

Merci.

113 Q. I hope you, gentlemen, followed that but it is just the numbering and understanding -- the numbering of exhibits and understanding exactly the extent of your testimony today. I know you will be coming back or other people from PG&E National Energy Group will be coming back to discuss further, I think, rate design and so...

I am quite aware or conscious that my cross-examination should basically be limited to your presentation and I was just wondering if some parts of the brief that is in direct relationship with your presentation could also be part of my cross-examination. I think we have agreed and your counsel will be there to check me.

I will start off with you, Mr. Hawks, because you made the first presentation which has been filed as

exhibit -- now, I guess it is NEG-3 -- and your second slide presents the PG&E Corporation on top with two of its, I guess, subsidiaries, one of which is the PG&E National Energy Group which you represent, for which you work and which you represent.

You have also, just by curiosity, in your presentation, you have also dealt with NEG generating scope or generating capabilities, as well as the power plants assets and so on. Is the generating activity part of the PG&E National Energy Group or is it a further sub?

MR. JOHN K. HAWKS:

A. There is a legal entity known as PG&E Generating that is an affiliate or a sub of the National Energy Group Inc., yes.

114 Q. That would still be on the left side of your slide?

A. Yes.

115 Q. And similarly, PG&E Trading or Energy Trading, I guess would be the same arrangement?

A. Right, that would be a -- the formal name of PG&E Energy Trading is PG&E Energy Trading Holdings, and that is the entity that actually has the credit rating that I referenced there. And that is, I guess, an indirect or a subsidiary of PG&E National Energy Group, yes.

(15 h 55)

- 116 Q. Page 16, or the sixteenth slide, or Page 16 of your presentation, and the title of the page is, "NEG's Interest in the TE Rate Proceeding", and you indicate, under the first bullet there that it is to :

... facilitate a more active participation in the Québec market...

And similarly, on Page 2 I guess of your brief, which is in the introductory portion, which I indicated, I believe, was directly related to your presentation today, it is also indicated that NEG desires to participate more actively in Québec's markets. Would I be correct in assuming that at this time, it would be the wholesale market in Québec...

A. Yes, sir, yes.

- 117 Q. ... and not the retail market, okay. Also, by curiosity, does NEG have any project which you could inform us of today with respect to generation in Québec?

A. No, not...

- 118 Q. No?

A. ... not that we are developing. No, not to my knowledge.

- 119 Q. Now moving on to the GRTAs, or the Generation Related

Transmission Assets portion of the brief, and I guess that makes me move on to NEG-4, your part of the presentation, Mr. McDonald, right?

MR. STEVE L. McDONALD :

A. Yes.

120 Q. I am referring, because I am more familiar with your brief that I could, or which I took, I guess, cognizance of earlier, and your presentation is new to me, with respect to Generation Related Transmission Assets, you start off, in your brief at Page 12 by stating,

Generation integration leads are normally defined as the section of line between the generation switchyard to the first node of the integrated grid.

And then you say:

The industry practice in many controlled areas is to charge the cost of those facilities to the concerned generator and not recover those through transmission rates.

I was wondering if you were made aware of recently

amended Section 2 of the Régie de l'énergie Act?

MR. STEVE L. McDONALD :

A. Yes.

121 Q. I was, because this section was brought to your attention in the IR Process, in Section 5.2, in Question 5.2 -- sorry -- of the information request to NEG. And in this regard, your answer, which is at Page 9 of your answers, with respect to Section 2 of the Québec Régie de l'énergie Act, refers to Section 49 in its earlier version, in the sense that it treats, with the prudently acquired and useful...

... of the assets which are prudently acquired and useful for the operation of electric power production equipment of a transmission system or of a distribution system.

And one of the resulting amendments to the Act is to take away generation from the jurisdiction of the Régie.

A. Yes.

122 Q. You were aware of that?

A. Yes.

123 Q. And in this amended Section 2, "electric power transmission system" is defined as follows,

It means a network of installations for the transmission of electric power, including step-up transformers located at production sites, transmission lines at voltages of 44KV or higher, transmission and transformation substations, and any other connecting installation between production sites and the distribution system.

Would you agree with me that such a definition of electric power transmission system in the Act makes it inevitable that the interconnection facilities would form part of the electric power transmission system?

- A. No, I don't think I would agree with that, the distinction being, that definition is very similar to the FERC definition for transmission accounts, and that is the way, the way I looked at that, that was an accounting definition, I don't think that anyone has proposed that a radial transmission line is anything other than a transmission plant for accounting purposes.

But similar to what the utilities in the United States did in response to both Order 888 as well as the formation of the ISOs, in turning over

transmission plant operation, we went through the process I described, but we reclassified, for rate-making purposes, transmission plant that was related to generation functions. We did not try to change the accounting definition of the transmission plant, simply to take it and put it with the function that we felt it was appropriate.

124 Q. Maybe this is more for argument because, but nevertheless, in your answer to Question 5.2, you alluded to Sub-Section 1 of Section 49, and as amended, it reads that:

When fixing rates for the transmission of electric power, the Régie shall determine the rate base of the electric power carrier, after giving due consideration and in particular to the fair value of the assets the Régie considers prudently acquired and useful for the operation of the electric power transmission system.

As, I believe as I have just described to you under Section 2, as being from the step-up transformers at the production sites, and so on. So would you believe that for rate-making purposes, the Régie already has a legal definition of a transmission system, which is somewhat different?

A. I am not sure...

Me MARC LAURIN :

Just a minute. We will let the witness answer, but I just want to raise a point, this might be a question to be answered by la Régie itself eventually in its decision, to look at what exactly is power, to what extent, okay, you can go over a definition or you are restricted to a definition and what interpretation you are giving to a definition in the Law.

LE PRÉSIDENT :

Avez-vous une argumentation à répondre à cette...

Me F. JEAN MOREL :

Fair enough. So, I will stop here.

Me MARC LAURIN :

C'est que je veux faire le point, mais je n'ai pas objection à ce que le témoin réponde à la question, je fais juste le point quand même que c'est un point légal donc, je veux dire, il faut quand même prendre sous réserve la réponse qui peut être donnée par quelqu'un qui n'est pas, je veux dire, un juriste en soi ou qui n'est pas appelé à interpréter des articles de loi.

Me F. JEAN MOREL :

Well, to this extent, I already predicated by questions on such an understanding, so I have no problem with that and eager to hear your answer, Mr. McDonald.

MR. STEVE L. McDONALD :

- A. I was going to say, I couldn't give you whether it was a legal definition or not, my interpretation was that they had enough leeway in determining the function, in setting the rates, that they could reallocate or reclassify the generation-related transmission.

Me F. JEAN MOREL :

I have no further questions. Thank you, gentlemen. Merci, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Morel. Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions à poser? Il n'y a pas d'intervenants. Est-ce que la Régie a des questions à poser?

Oui, Maître Neuman?

CROSS-EXAMINED BY Me DOMINIQUE NEUMAN :

So, good afternoon. I will ask my questions in

English. My name is Dominique Neuman, I am representing Energy Strategies and Group STOP.

125 Q. I fail to understand exactly what you refer to by the term "reclassify" when you mentioned that the assets were reclassified. If I understand you correctly, according to FERC's initial definition, GRTAs are considered transmission assets, and when you mentioned that they were reclassified, was it a process initiated by claimants, could you precise exactly what happened, and by what means the assets were reclassified?

MR. STEVE L. McDONALD :

A. The way I understand the question, they were reclassified based on FERC's Order 888 that mandated the separation of generation and transmission.

In addition, the ISOs, when they take over control operation of the transmission facilities don't take ownership, but there had to be a process that determined what facilities were in their control.

As part of that, when I said "reclassify", what I in essence meant, that in looking to determine what generation-related plant and revenue requirement was needed, a portion of the transmission was associated with that total requirement.

126 Q. But they were reclassified as a choice by the
ISOs...

A. No...

127 Q. ... in the process of...

A. ... no, as part of Order 888...

128 Q. Okay.

A. ... they had to separate transmission and
generation. In addition to that, the ISOs, it is
necessary for them to understand what facilities
they are going to operate, but it was not a simple
requirement of an ISO, *ipso* that the non-ISO
regions didn't have to do that.

129 Q. And the initial definition that you are referring
to, could you, of FERC, you mentioned that the
initial definition of FERC included these assets
as transmission assets?

A. Right. I don't have in front of me, it is
basically, I was referring to the FERC Form 1,
Code of Accounts.

130 Q. Okay.

A. And I can't recall the exact plant accounts right
now.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Okay, thanks a lot.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. Est-ce qu'il y a d'autres
intervenants? Bon. La Régie, est-ce que vous avez
des questions?

Me PIERRE R. FORTIN :

Non, Monsieur le Président, merci.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne?

QUESTIONS BY Mr. ANTHONY FRAYNE :

Good afternoon, gentlemen.

131 Q. First, Mr. McDonald, just, you used the word "interconnection", and I must admit I was a little, well, could you, would you define how you understand "interconnection" in the sense of your presentation, just to be very quick...

MR. STEVE L. McDONALD :

A. Yes, I meant generation interconnection projects.

132 Q. Right, okay, it is, so you are not talking at all about connections between, let's say the Hydro-Québec area and the North-East or New York, it's...

A. No, no.

133 Q. Okay, thank you. I gathered that was what it was, but

I just wanted to be very sure. Secondly, it is a question, it is a very broad question, I excuse myself for that, but I think you are the people I would like to ask it to.

When I am at regulated gatherings in the States, or NERUC specifically, there seems to be an awful lot of concern about the state of the transmission system in the States, people are saying that it is either not sufficiently developed or that it is very, the reserve margin is very, is not very slim. Would you agree with that statement, is that how you perceive the United States, or would you put it a little differently?

MR. STEVE L. McDONALD :

- A. I would have to qualify my answer, not being a transmission engineer. I have heard, in various areas, California, New York is an obvious example of transmission limitations, that if additional capacity could be built, it would significantly increase the flow of power to the load centres. But again, I would have to qualify it as a generic problem, I don't have the background to really answer that.

134 Q. Mr. Hawks, do you have...

MR. JOHN K. HAWKS:

- A. You mentioned "reserve margins", that is a separate

component of reliability, that is in the supply adequacy side, not on the transmission adequacy side. And reserve margins generally in the different regions in the U.S. were in a surplus mode, significant surplus mode, up until the mid-nineteen nineties.

And in many regions, California of course is the most prominent example, very little generation occurred since the, in California, since the whole decade of the nineteen nineties (1990s), but in other regions since the mid-nineties, and yet, that was the most explosive growth in our economy during that time frame. So demand has most assuredly caught up with supply in most regions of the U.S.

And in California, they are in a deficit situation, some states like Texas, though they have been developing and constructing all along, the principle reason that a lot of generation did not get built between nineteen ninety-four (1994) and now, and two thousand (2000) in the U.S., was the uncertainty with the wholesale market design, and the uncertainty...

135 Q. I think I expressed myself badly when I spoke of reserve margins, I was really thinking of the state of capacity of the transmission systems.

A. Okay.

136 Q. The demand on those systems is very close to supply

in itself, so I really was addressing the transmission system.

- A. Okay. In some regions, again Texas is an excellent example, they are moving ahead with transmission expansion projects, and Texas is staying ahead of the curve. In other regions, you are correct, the transmission capacity is getting constrained in a number of regions.

(16 h 10)

- 137 Q. Do you have any analysis of the state of a Hydro-Quebec transmission network work and its interconnections in the sense of connections with neighbouring areas in terms of its capacity and ability to meet the load?

- A. I don't personally, we may in two weeks when we come back but not us, yes.

- 138 Q. Fine, okay, I realize...

- A. Okay.

- 139 Q. ... we are in a subject that is a little bit between the two sides, okay. Thirdly, perhaps, a very general question, I will try it now, perhaps it is for later on, but for the purposes of this case, do you think there is any lesson, any broad lessons that we should take into account in avoiding a problem with the overall transmission capacity in terms of setting the rates or setting the conditions, et cetera, to ensure that the transmission grade is capable of taking the

sort of load that it will be expected to take? I'm sorry it's a very broad question but I don't know how I can compose it.

- A. Let me... I'll go back to Texas because since I work also in Texas at the Electrical Reliability Counsel there, I think the best lesson to learn from Texas is that throughout the period nineteen ninety-six (1996) until today, Texas, like other states, has been in a transition period and transition means uncertainty and it is difficult to make significant multi-million or multi-billion dollar investments in transitions periods when it's uncertain as to how the regulatory regime will play up, evolve, how the market design will ultimately operate in the wholesale market.

But Texas, throughout, and Texas is in the same position, they probably play closer to a Canadian province because the public utility commission there covers both wholesale and retail, both transmission and generation, and throughout this transition period, since nineteen ninety-six (1996), Texas has moved ahead with transmission projects and with generation projects.

On the generation side, those of us in the development business are basically making a bet that the ultimate market, competitive, the wholesale market in Texas will be of such a nature that we will

be able to manage our risks with our new development, our new generation development in Texas and recover our capital investment.

So the lesson there is that Texas moved along on both the transmission side and on generation throughout this transition period and I don't believe Texas is going to get caught short the way other regions have gotten caught short. And that's a very good lesson to learn from that state.

140 Q. Mr. McDonald, do you have anything to add?

MR. STEVE L. McDONALD:

A. Well, my experience with most of the transmission expansions under a traditional recovering mechanism, however, in New York, there has been an expansion of a transmission line across Long Island Sound where the owner of the line, LIPA, Long Island Power Authority, received explicit property rights through the allocation of transmission congestion credits and basically what those will do is allow Long Island Power Authority to collect revenue for power transmitted across that line, based on a differential in prices between the two end points.

Whether that's the way to motivate transmission investments, I think is still up for debate, there are a lot of theories and transcos that are trying to

form now on how to incent merchant transmission investment.

141 Q. Okay, so I guess I could resume from that that the sort of regulatory process that we are in here or the conditions that are being proposed in Hydro-Québec are, that's one way to go, congestion pricing is another way, you wouldn't come down and say "one is better than the other" or there is no very clear guidelines here, really.

A. I personally couldn't say that, and from what I have read in the debates, I am not sure there are very many real life examples to prove one way or the other is better.

MR. ANTHONY FRAYNE:

Thank you, that's all my questions.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Laurin, est-ce que vous avez d'autres questions?

Me MARC LAURIN :

Non, c'est tout, je vous remercie beaucoup de votre intervention.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors, merci. Je comprends que les témoins vont revenir dans deux semaines, là.

Me MARC LAURIN :

Bien, c'est-à-dire qu'on va avoir un panel qui va être constitué en partie de certaines de ces personnes. Les autres vont quand même être dans la salle mais on va avoir un panel un peu plus élargi là, on l'a déjà annoncé.

LE PRÉSIDENT :

Le but de ma question c'est, voulez-vous qu'on libère ces témoins-là?

Me MARC LAURIN :

Je pense qu'on peut les libérer et on les réassurera au besoin mais, entre autres, monsieur Hawks ne devrait pas témoigner dans deux semaines.

LE PRÉSIDENT :

Alors, messieurs, vous êtes libéré. You are liberated.

MR. JOHN K. HAWKS:

Thank you.

MR. STEVE L. McDONALD:

Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Ça termine la preuve pour aujourd'hui, demain nous

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

aurons la preuve de la coalition industrielle, de STOP-SÉ et de GRAMME-UDD qui est prévue. Alors, nous allons ajourner immédiatement et reprendre demain à huit heures trente (8 h 30).

Bien, c'est parce que l'idée, pourquoi huit heures trente (8 h 30), c'est qu'on sait pas la longueur d'intervention et je me dis si c'est court, bien, tant mieux, c'est fini plus tôt; si c'est long, bien, on a la journée pour le faire. C'est que, mon idée c'est de finir la preuve des intervenants cette semaine pour le thème 4, pour commencer ensuite le quatorze (14).

Est-ce que vous avez pris une décision sur le thème 3, non? Pour le quatorze (14), là?

Me F. JEAN MOREL:

A vrai dire, ce n'est pas pris, la décision n'est pas prise encore, j'espère... je suis conscient, là, et je suis conscient que c'est un autre de mes engagements personnels, non numérotés, laissons-le ainsi...

LE PRÉSIDENT :

C'est les pires ceux-là.

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

Me F. JEAN MOREL :

Oui. Mais on était conscient et je vous aviserai, effectivement, dès que possible.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

Me F. JEAN MOREL :

Possiblement demain pour que la semaine de répit soit libérée pour tous de cette préoccupation-là.

LE PRÉSIDENT :

Ça va être la semaine des engagements.

Me MARC LAURIN :

Oui, c'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, à demain, huit heures trente (8 h 30).

R-3401-98
3 mai 2001
Volume 17

DISCUSSIONS

CERTIFICAT

Je, soussigné, certifie que les pages précédentes
représentent une transcription conforme et fidèle
de l'instance notée par moi à Montréal (Québec),
le trois (3) mai de l'an deux mille un (2001).

Michel Daigneault,
Sténographe officiel bilingue