

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 15 MAI 2001

VOLUME 20

MICHEL DAIGNEAULT
STÉNOGRAPHE OFFICIEL

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
Me JEAN-FRANÇOIS OUIMETTE
procureurs 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);

Me PIERRE HUARD
Mme ISABELLE CÔTÉ
représentants 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
15 mai 2001
Volume 20

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).

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	5
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
PRÉLIMINAIRES	7
MICHEL BASTIEN	
ALBERT CHÉHADÉ	
MARCEL CÔTÉ	
REN ORANS	
ROLAND PRIDDLE	
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	18
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ DUROCHER	38
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE TOURIGNY	142
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF	156
CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAIS	172
INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :	182
INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE	189

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

LISTE DES PIÈCES

PAGE

<u>HQT-10 doc.1.7.1</u> :	Décisions de la Consumer's Energy Company 86 FERC 63,004, Niagara Mohawks Power Corporation 82 FERC 63,018 et Midwest Independant Transmission System Operator qui était 89 FERC 63,008....	16
<u>NB POWER-4</u> :	FERC Policy Statement Pricing Policy for Transmission Services, October 26, 1994 (Pages 1-10).....	85
<u>NB POWER-5</u> :	FERC Opinion and Order Affirming in Part and Reversing in Part Initial Decision Kentucky Utilities Company, November 25, 1998, (Pages 16-21).....	95
<u>NB POWER-6</u> :	Opinion de la FERC dans Maine Public Service Company, 85 FERC 61,412 .	114

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

ENGAGEMENT 52 : Fournir la citation de la
décision PJM à laquelle il a
été référée par Dr. Ren Orans
lors son témoignage..... 31

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

(8 h 30)

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce quinzième (15e) jour
du mois de mai :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du quinze (15) 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.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bonjour.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Les intervenants sont :

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

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

M. RICHARD DAGENAIIS :

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 maître Pierre Huard et madame Isabelle Côté.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

Coalition industrielle, formée de : l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, l'Association des industries forestières du Québec limitée et 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.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

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

Me ANDRÉ DUROCHER :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

New York Power Authority, représentée par maître
Tina Hobday.

Ontario Power Generation, représentée par maître
Pierre Tourigny.

Me PIERRE TOURIGNY :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Option consommateurs, représentée par maître Éric
Fraser.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

Me ÉRIC FRASER :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

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

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
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.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs. Alors, comme on l'a annoncé hier, nous avons, nous sommes venus à une entente avec le RNCREQ pour la présentation de notre preuve relativement au thème qui suivra, là. Donc, on alternera, on échangera avec le RNCREQ. Notre présentation était prévue le vingt-huit (28), c'est ça le lundi, comme c'était prévu avant, ou le vingt-trois (23). Nous resterons le vingt-trois (23), et le RNCREQ nous remplacera. C'est ça, c'est le lundi. C'est ça, le lundi vingt-huit (28) mai.

LE PRÉSIDENT :

Le RNCREQ était prévu pour le vingt-trois (23) mai.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Alors, ça va être vous?

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

C'est ça. Comme c'était prévu à l'ancien horaire. Alors, nous reviendrons le vingt-trois (23) mai, et le RNCREQ nous remplacera pour le vingt-huit (28) mai. Parce que notre expert quitte le vingt-trois (23) mai au soir, alors dans l'impossibilité d'agir

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

autrement. Ça va? Merci.

LE PRÉSIDENT :

Oui. On vous remercie.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Monsieur le régisseur, j'ai une annonce comparable. Comme maître Sarault l'avait fait savoir hier, nous avons convenu d'échanger nos dates, la date de présentation de nos preuves. Donc, le groupe STOP est initialement prévu le vingt-cinq (25) mai et passera le vingt-huit (28) mai en lieu et place de la Coalition industrielle qui, elle, passera le vingt-cinq (25) mai. Ce qui permet de réduire les frais de séjour de l'expert de Coalition industrielle et permet d'accommoder les parties.

LE PRÉSIDENT :

Je fais juste vérifier. Maître Sarault, vous aviez deux panels.

Me GUY SARAULT :

Ça va être un, on va le regrouper.

LE PRÉSIDENT :

O.K. Puis ça va être suffisant, là, que vous arriviez en deuxième, il va y avoir NB Power avant vous.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

Me GUY SARAULT :

Nous l'espérons.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Oui. Bravo! Merci.

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez d'autres engagements à nous faire part.

Me F. JEAN MOREL :

Jean Morel, Hydro-Québec. Oui et non. J'avais demandé quant à l'engagement numéro 51 pris hier par ce panel de témoins, j'avais demandé à monsieur Chéhadé de donner la réponse. Ce sera verbalement. Il s'agit de préciser, je crois, la décision relative, décision du FERC ou relative à la règle du * higher of +. Alors, Monsieur Chéhadé, s'il vous plaît.

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui. Bonjour. La seule chose, c'est que maître Sicard qui avait demandé l'information n'est pas là, mais je le mentionne quand même. On retrouve deux références.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Il ne faut pas vous inquiéter, Monsieur Chéhadé, il y a des notes sténographiques. Elle va avoir une copie.

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Merci. On retrouve ça à l'ordonnance 888 à la page 308 et 309 et dans l'ordonnance 888A à la page 263. Merci.

Me F. JEAN MOREL :

Aussi, ce n'était pas un engagement comme tel numéroté, maître Tardif avait demandé si c'était possible de lui fournir les extraits des décisions du FERC auxquels monsieur Chéhadé avait fait référence, s'il s'agissait de Consumer's Energy Company 86 FERC 63,004, Niagara Mohawks Power Corporation 82 FERC 63,018 et Midwest Independent Transmission System Operator qui était 89 FERC 63,008. Alors, j'ai les décisions, les extraits des décisions des trois. Il s'agit d'une page par décision. J'en ai des copies suffisamment de copies pour la Régie et les intervenants. Ce n'était pas un engagement. Toutefois, comme ce sera déposé au dossier, je suggère qu'on lui donne comme numéro de pièce le HQT-10 document 1.7.1 puisque c'est à la suite pour compléter la présentation de monsieur Chéhadé. Alors, Madame la greffière.

HQT-10 doc.1.7.1 : Décisions de la Consumer's Energy Company 86 FERC 63,004, Niagara Mohawks Power Corporation 82 FERC 63,018 et Midwest Independent Transmission System Operator qui était 89 FERC 63,008.

Et comme dernière remarque préliminaire, après la décision ou la position prise par la Régie quant au calendrier hier, j'ai confirmé avec le docteur Orans à quelle date il serait disponible si sa présence est encore requise après aujourd'hui. La première date de disponibilité est le vingt et un (21) mai. Je lui ai expliqué que c'était jour de congé ici. La prochaine date est un congé aux États-Unis, mais il serait disponible, le vingt-huit (28) mai, Memorial Day.

Alors, la date la plus rapprochée à laquelle le docteur Orans pourrait être libéré pour revenir témoigner devant la Régie est le vingt-huit (28) mai deux mille un (2001), ensuite il est libre le premier (1er) juin deux mille un (2001) qui est la dernière journée prévue au calendrier, une journée de réserve.

Alors, je comprends que disons un délai jusqu'au vingt-huit (28) mai me paraît pas idéal. Dans les circonstances, j'ai déjà fait des propositions à la

Régie hier qui semble-t-il n'ont pas trouvées preneur. C'était évidemment qu'on siège plus longtemps aujourd'hui, plus longuement aujourd'hui, qu'on siège demain. Ça semblait être exclu. Possiblement, même si ce n'est pas l'idéal, parce que ça laisserait le panel pas intact, mais que les intervenants qui ont définitivement des questions spécifiques pour le docteur Orans procèdent aujourd'hui et jeudi, docteur Orans et monsieur Priddle, et que jeudi, ceux qui ont des questions qui ne s'adresseraient qu'aux témoins d'Hydro-Québec qu'ils procèdent jeudi puisque les témoins d'Hydro-Québec sont tous disponibles jusqu'à la fin des audiences. Alors, je vous laisse avec ces dates et ces ébauches de solutions. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce quinzième (15e) jour
du mois de mai, ONT COMPARU :

MICHEL BASTIEN

ALBERT CHÉHADÉ

MARCEL CÔTÉ

REN ORANS

ROLAND PRIDDLE

LESQUELS témoignent sous le même serment que celui
prêté antérieurement.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

- 1 Q. Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les
régisseurs. Messieurs, bonjour, Gentlemen,
goodmorning. Éric Fraser pour Option
consommateurs. Mr. Orans, I will start with you.
If I understand correctly the testimony you gave
yesterday, the most important thing that seems to
flow out of your testimony is that the objective
that you underlined at page 3 of your evidence
HQT-10 doc.4 are the criteria or the most
important objective that the Régie must look for
in evaluating a rate design proposal; am I
correct?

(8 h 45)

A. Yes, that is correct.

- 2 Q. Okay. When we go to the number c) "be appropriate
for market environment in which it is applied",
since we

are in a transmission case, am I correct to say that when we speak of market environment, we speak more than the Québec market, we speak of the different jurisdictions that will do business with the transmission grid or TransÉnergie; am I correct?

A. I think that goes more to the efficiency piece of the evaluation than the equity. As I spoke yesterday, I think most of the decisions on what constitutes an equitable design are -- the Régie has the latitude to make that decision on domestic ratemaking.

3 Q. But when we speak of market environment, we go outside the boundaries of the Québec market; we go with the markets with which TransÉnergie does business with? Its market environment goes beyond the Québec market?

A. Yes, I would agree, I would agree with that statement.

4 Q. Okay. If everything is being equal, if you have two rate designs and we go to number a) "meet the goal of transmission rate design", if we have two rate designs that meet most of all those specific criteria, they collect the revenues, they are simple to implement and use, they are for open and comparable access and both promote efficiency, would it not be right to say that it is a judgment call from the Régie to choose between the most equitable from the two options it is offered to?

A. Yes, I think if all the criteria, except for one, are

the same, then, the Régie could use that remaining one to decide which design it preferred.

- 5 Q. Okay. Thank you, Mr. Orans. Monsieur Chéhadé, une question de clarification et de compréhension, si on va à HQT-10, document 1, pages 23 et 24, où vous expliquez la méthode pour arriver au tarif annuel, alors, si je comprends bien, la méthode proposée par Hydro-Québec, on utilise... en fait, on additionne la charge locale, donc trente et un mille sept cent vingt-six megawatts (31 726 MW) qui correspond à la pointe annuelle du réseau; c'est correct?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui, c'est correct.

- 6 Q. A laquelle on ajoute la somme de trois mille huit cent quarante-quatre megawatts (3844 MW) correspon-dant à la réservation du service point à point long terme?

R. La réservation prévue du service point à point de long terme.

- 7 Q. Pour arriver à un grand total de trente-cinq mille cinq cent soixante-dix megawatts (35 570 MW); c'est ça?

R. C'est exact.

- 8 Q. Essentiellement, la formule par la suite, c'est d'utiliser le revenu requis résiduel donc de deux milliards six cent soixante-quatorze millions (2 674 000 000 \$), divisé par cette charge totale de

trente-cinq mille cinq cent soixante-dix megawatts
(35 570 MW)?

R. C'est exact.

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

R. C'est exact.

10 Q. Donc, à cela, on ajoute en quelque sorte la pointe du service de long terme lorsqu'on ajoute le trois mille huit cent quarante-quatre megawatts (3844 MW); c'est exact?

R. C'est exact.

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

R. Elle peut l'être.

12 Q. Mais on ne le sait pas?

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

13 Q. Donc, à toutes fins pratiques, on utilise le 1 CP et

on utilise le 1 NCP du long terme, puisque la pointe peut survenir à n'importe quel moment et qu'on la facture sur la base de cette pointe-là?

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

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

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

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

R. Non, ce n'est pas ça; on facture sur la base de la

réserve annuelle. Donc, toute l'année, il faut tenir à la disposition du point à point trois mille huit cent quarante-quatre (3844) megawatts et on ne calcule pas quand est-ce que la pointe va arriver ou ne va pas arriver. C'est qu'il faut tenir compte du trois mille huit cent quarante-quatre (3844) megawatts qui peut survenir à n'importe quel moment donné. C'est l'engagement de TransÉnergie de passer le trois mille huit cent quarante-quatre (3844) megawatts.

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

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

17 Q. Au simple niveau de la facturation?

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

18 Q. En ce qui concerne le calcul du tarif de point à point court terme, je vous amène à la page, en fait, aux pages 25 et 26, notamment au tarif mensuel duquel, je crois, découlent les autres tarifs court terme. Essentiellement, ce qui se passe, c'est que,

encore une fois, on reprend le revenu résiduel et on le divise par trois cent trente-trois mille deux cent douze (333 212) megawatts qui constitue la somme des douze (12) pointes mensuelles?

R. C'est ça.

19 Q. Donc ici, on utilise le 12 CP?

R. Non, on n'utilise pas le 12 CP; on utilise la moyenne des pointes mensuelles pour trouver... donc, ce que nous voulions expliquer ici hier, c'est que c'est une espèce de façon de calculer un tarif mensuel qui incitait le client à aller vers le tarif de plus long terme. Je donnerais un exemple. Ici, nous avons utilisé la moyenne des pointes mensuelles. Je ne l'appellerais pas 12 CP, pourquoi...

20 Q. Par contre, vous utilisez la moyenne de douze (12) pointes mensuelles?

R. Oui, la moyenne des douze (12) pointes mensuelles. Mais nous aurions pu utiliser ici, juste pour vous indiquer, au lieu d'utiliser la moyenne des douze (12) pointes mensuelles, nous aurions pu utiliser par exemple, comme nous avons fait pour le tarif de jour, le tarif de semaine, nous aurions pu utiliser par exemple dix (10) mois ou neuf mois à cet endroit-là et nous aurions obtenu le même résultat. Donc, c'est pour ça que je n'appellerais pas ça appliquer un 12 CP.

21 Q. Let me switch back to Mr. Orans, please. You said yesterday that you have been working on your written

testimony since somewhere around ninety-eight ('98); is that correct?

Dr. REN ORANS:

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

22 Q. With Hydro-Québec?

A. Yes.

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

A. That is correct.

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

A. Yes, that is correct.

25 Q. If I turn to page 14 of your written testimony which is still HQT-10.4, it seems that it was your interpretation that Hydro-Québec used a 12 CP for their short-term point to point service; am I correct?

A. Yes, as I corrected yesterday, the confusing part of my testimony and I apologize for it once again is that when you refer to 12 CP or 1 CP, typically, you are talking about allocation. And what they have done is they have used 1 CP consistently in the allocation. And they have used a billing determinant that is equivalent to twelve (12) monthly billed

demands. But it is not a use of a 1 CP allocation, combined with a 12 CP allocation. And that is the confusing part of my testimony and I apologize once again.

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

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

27 Q. You did not write it well?

A. I did not write it well, yes.

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

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

29 Q. So, we can therefore conclude that even people inside Hydro-Québec did not notice the confusion in the utilization of the 12 CP, even in your expert testimony?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Est-ce que je peux faire un complément là-dessus?

30 Q. On va laisser monsieur Orans peut-être terminer. Just say yes...

A. No, I do not think that is an accurate description of what happened. I think an accurate description is, I

looked at Hydro-Québec's process and I interpreted it in my own words, in my own testimony, and what I am saying is, the exact interpretation was it was a 1 CP cost allocation and it was using something equivalent to 12 CP for a billing determinant, in determining only the short-term rate, not the long-term rate.

31 Q. So essentially, we use -- from your opinion -- Hydro-Québec used a 1 CP to come up with the long-term tariff?

A. Yes. They used the 1 CP to do their cost allocation. So, it is unfair, I think, once again, to characterize this as a combined 1 CP / 12 CP...

32 Q. But they do use a 12 CP to come up with the short-term tariff?

A. The maximum applicable rate for short-term point to point only.

33 Q. The tariff comes from the 12 CP?

A. No, it does not. The billing determinant is the monthly demands, it is not a 12 CP cost allocation. And I will say that again and again and again if you continue to ask me, because it is not accurate to call this a 12 CP allocation.

34 Q. Okay, thank you. Still on page 14, Mr. Orans, when you thought at that time that it was maybe a 12 CP, on line 15, and I quote you:

*This -- speaking of the 12 CP method --
more closely reflects the strong seasonal
nature*

of electricity demand in Québec.

Notwithstanding the precise nature of Hydro-Québec rate design, you agree with the sentence you put in your evidence that 12 CP in some cases will reflect the strong seasonal nature of some electricity markets or, for instance, the Québec electricity market?

A. I think you have to read that sentence in the context of the whole paragraph. The combination of using 1 CP for allocation between classes, point to point and network being the two classes here we are talking about, and the use of...

35 Q. Just a second, the combination of the 1 CP and the 12 CP, is that what you...

A. The combination of using 1 CP to allocate to cost between two classes of service...

36 Q. Okay...

A. As we have proposed here, with the use of a twelve-month billing determinant definition will give you the ability to basically price the two classes of service according to their contribution at the time of the peak and, at the same time, gives you a maximum rate, as I described yesterday, that you can potentially discount from in the event you have a lower use season like during the summer period, when you have, as I understand from previous evidence, as much as forty percent (40%) spare capacity or

additional available transfer capability in the transmission system that you can sell at short-term rates.

37 Q. Okay; do you think that Hydro-Québec's rate design proposal is a 1 CP cost allocator?

A. Yes, I do.

38 Q. Okay. In your evidence, when you refer to 12 CP, if I understand correctly your present testimony, you refer to twelve-month billing?

A. Yes.

39 Q. So it is not twelve...

A. It is a definition of the billing determinant, twelve (12) coincident peaks when you are talking about billing determinant is a definition of a use of a billing determinant. And the problem is here you could go directly as we have discussed many times, you do not even have to go to cost allocation, if you have a revenue requirement and you have a billing determinant, that determine the rate by class. So, the confusion is, are we using 12 CP for a cost allocation between classes which would give you a different allocation, or are we using 12 CP as a billing determinant.

40 Q. Okay. So, everywhere in your evidence where it says 12 CP, we should read twelve-month billing method?

A. In this paragraph, as I explained previously, that is what I am referring to.

(9 h 04)

From your experience, have you seen that type of rate design often?

A. I have seen it frequently in retail ratemaking.

41 Q. In retail ratemaking.

A. And I have seen it used in particular in PJM. If you look at the way, in PJM, the customers are billed for the embedded cost of the transmission system and once again we're not talking about congestion or losses, or another form of billing, they're billed on their coincident peak with their local transmission owners' peak during the previous twelve (12) months of service, the one coincident peak, the...

42 Q. Okay, excuse me, go ahead. Did you finish?

A. So, PJM is one example of an area that uses 1 CP to determine the relative shares that customers will pay of the embedded cost system.

43 Q. Is that a transmission rate case, PJM?

A. In PJM, which is a whole large area...

44 Q. It's an integrated.

A. Yes.

45 Q. Could you provide us with the cites from the particular decision that could be... that you say is similar to...

A. Yes.

46 Q. ... what is being proposed here?

A. Yes, I have that.

47 Q. You have that.

A. I can look it up after your...

48 Q. Oh! fine.

A. I have it in my binder. If you want to take the time, I can look it up now or we could wait a little bit and I'll give it to you.

49 Q. We will only take an undertaking to be sure that no one forgets.

Me ÉRIC FRASER :

On est rendu à l'engagement...

LE PRÉSIDENT :

52.

Me ERIC FRASER :

52, donc, que monsieur Orans nous fournisse la citation de la décision à laquelle il réfère, PJM. Est-ce que c'est PGM ou PJM? PJM.

ENGAGEMENT 52 : Fournir la citation de la décision PJM à laquelle il a été référée par Dr. Ren Orans lors son témoignage.

50 Q. Monsieur Chéhadé, j'aimerais revenir sur la page titre de votre document de présentation d'hier qui se retrouve à la cote HQT-10, document 1.7. Un petit peu plus tôt, lorsqu'on a commencé le contre-interrogatoire, vous me disiez que le transporteur

n'avait pas le choix d'inclure la réservation du long terme dans ses prévisions parce que la réservation du long terme peut survenir à n'importe quel mois, c'est exact?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. C'est exact.

51 Q. Donc, le réseau doit y répondre.

R. C'est ça, puis ici je vous le disais, c'est la pratique ailleurs de considérer les réservations fermes comme faisant partie de la pointe qui peuvent survenir à n'importe quel moment donné.

52 Q. O.K.

R. Toutes les autres compagnies font ça.

53 Q. Je vous soumetts que les chiffres qui nous sont donnés à la page 7 n'utilisent pas la charge totale mais n'utilisent que la charge locale; est-ce que je me trompe?

R. C'est vrai.

54 Q. Pourquoi vous n'avez pas inclus le service point à point à long terme puisque de toute façon vous devez bâtir votre réseau pour répondre à cette demande théorique à n'importe quel mois et qui font varier, dans le fond, vos pointes, là?

R. On aurait pu le faire mais on voulait comparer ça avec les dix (10) autres années et montrer que le réseau, même en l'absence de point à point, est un réseau bien... qui planifie en fonction de la pointe

annuelle.

55 Q. O.K.

R. On lui aurait rajouté le 3844, ça n'aurait rien changé, c'est un réseau qui se planifie pour la pointe annuelle.

56 Q. Si je vous soumetts que si on ajoute la pointe du service long terme, ça change sensiblement les chiffres des trois tests avec lesquels, que vous nous avez soumis hier, provenant de la FERC.

R. J'ai déjà fait le test, ça les change un petit peu mais pas... ça ne change pas le résultat.

57 Q. Si à l'ajout de la capacité réservée du long terme on ajoutait la méthode de calcul proposée par le RNCREQ pour la prévision du long terme qui est soumise, là, qui pourrait être acceptée par la Régie dans la mesure où elle était jugée plus équitable, encore une fois, cela changerait sensiblement les chiffres à la faveur du 12 CP?

R. Je n'ai pas fait ce genre de test.

58 Q. O.K.

R. De toute façon, la question, le test est juste une indication. Ces tests sont utilisés par la FERC mais la FERC dit bien que le test ce n'est pas uniquement ça. Ce qui est important c'est de prouver que l'on planifie son réseau pour une pointe annuelle.

Hier, je mentionnais un cas, le cas de Central Vermont qui est reconnue comme étant 1 CP. Cette

compagnie-là a prouvé à la FERC qu'elle planifie en fonction de sa pointe annuelle. Même si les tests indiquaient qu'elle était à la limite de la 12 CP, qu'elle était en-dessous de la 12 CP, qu'elle aurait dû peut-être être plus une 12CP, elle a prouvé à la FERC, elle a démontré qu'elle planifiait en fonction de sa pointe annuelle et elle a été reconnue comme étant une 1 CP.

59 Q. L'histogramme, sur la même page, lui non plus n'inclut pas la charge locale -- le point à point, pardon?

R. Non.

60 Q. O.K. Mr. Orans, I will come back to you. Is customer choice somewhat of a proper objective in rate design?

Dr. REN ORANS:

A. I think it is included in what I would call efficiency, broadly defined efficiency.

61 Q. Is the objective of -- actually, could we say that trying to draw a customer to long term is an objective of rate design?

A. I think we could say maximizing the contributions to the fixed cost of a system is an objective and FERC has, FERC and many local jurisdictions, not just FERS, have consistently encouraged transmission owners to sell excess capability and when they do that they have to have a priority and they tend to put longer-term reservations ahead of shorter-term

reservations, given the same price, obviously higher price usually bumps lower price.

62 Q. Okay, thank you. I will go, as I understand with your... the presentation of your c.v. yesterday, you're an engineer, am I...

A. Yes, I have two degrees in engineering.

63 Q. Do you agree with me that a grid, specially a grid like the one of Hydro-Quebec, which covers a vast territory, something that we can assume is very complex, as being very complex?

A. Yes, I would agree with that statement.

64 Q. Okay. I'll put you some, let's say *hypothèse* or hypothesis, assumption. The major... probably the majority of the Quebec population is concentrated in the South of the province, mainly in the Montreal metro area but the grid covers the whole province, which can go up North, and coming from San Francisco, it's very North, I guess you can imagine. Will you agree that the grid has to be planned to meet the annual peak but also has to be planned to meet different peaks from different areas that don't necessarily peak at the same time?

A. In general, from my experience in this area, the higher voltage and the larger the system, the more it's centralized and focused on one peak. If I go down to a single radial distribution system, with one customer on it, obviously that radial system is planned to meet the non-coincident peak of that

individual customer. If I get up to a distribution substation it may be fifty (50) hours or a hundred (100) hours, because I gain the benefit of diversity as I go through the system.

On a large central system the pool allows me to look at the collective peak of the whole entire system. So, I would agree that this larger system certainly would focus on a peak load and when you have it as strong as you do in a January or February period, obviously the focus is on a few days and even a few hours within those couple of months.

65 Q. But don't you agree that some part of the grid will peak at different times, not necessarily at the same time of the vast majority in the South.

A. Well, even though it peaks at some times the ratings on a large system, the available transfer capability that we focus on in selling and utilizing the transmission system, is usually rated for a peak with parallel flows on the other system. What makes it even worse is it's rated frequently during an outage of a large piece of equipment.

So, you have to have combined two things happen, you have to have very high loads if it's very cold and you have to have an outage due to a large generator or a large piece of equipment on the system, which makes the probability that any load contributing to

the planning during, outside of any of those few hours, during the peak on a large complex system as you've described under the assumptions, very small during any hours except a very few peak hours.

Me ÉRIC FRASER :

Si vous me laissez juste trente (30) secondes, je vais aller consulter. Thank you, Mr. Orans, thank you, gentlemen; merci, messieurs, j'ai terminé.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Maître Fraser. Les prochains...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

C'est encore mieux que dans la 6/34, ça...

LE PRÉSIDENT :

Alors, NB Power.

(9 h 15)

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, est-ce que vous avez une idée du temps que vous allez requérir?

Me ANDRÉ DUROCHER :

Je me souviens que, hier... je crois que j'avais dit deux heures, une heure. En fait, je dois dire que je ne me souviens pas exactement de ce que je vous avais dit.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

LE PRÉSIDENT :

Je pensais que ça aurait pu diminuer avec les autres questions.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Étant donné que je prends, que j'ai été déplacé et je n'ai pas vraiment le bénéfice de plusieurs questions qui ont pu répondre aux miennes, c'est peut-être les autres qui vont bénéficier, voyez-vous.

LE PRÉSIDENT :

Vous aviez prévu deux heures.

Me ANDRÉ DUROCHER :

J'avais prévu deux heures. Je crois bien que, en tenant pour acquis que ça va être un contre-interrogatoire qui va se passer dans les règles et que les gens vont répondre oui ou non aux questions posées, que ça devrait être en-deça de deux heures.

LE PRÉSIDENT :

On compte sur vous.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Je le sens.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ DUROCHER :

66 Q. Ma première question s'adresse à monsieur Chéhadé.

Monsieur Chéhadé, à la page 4, aux lignes 9 et 10 de votre témoignage écrit, vous dites que Hydro-Québec propose d'utiliser, de maintenir l'utilisation d'un tarif de transport de type timbre-poste, basé sur les coûts moyens de transporter l'électricité. Est-ce que je comprends bien que ce que vous proposez, c'est un tarif timbre-poste pour la charge locale?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Ça revient à ça, effectivement. Nous avons montré que la charge locale et le point à point ont partagé le même tarif qui était le tarif proposé de soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$).

67 Q. Est-ce que je comprends bien que vous proposez également une tarification de type timbre-poste pour les services en réseau intégré?

R. Oui, c'est ça, effectivement, ça revient à ça.

68 Q. Et également, pour être complet, que vous proposez une tarification timbre-poste pour les services de point à point?

R. Oui, absolument.

69 Q. A la page 4, aux lignes 13 à 16, vous citez les témoignages de monsieur Ren Orans et de monsieur Roland Priddle et dans lesquels ceux-ci disent, que ce soit dans le domaine de l'électricité ou du gaz naturel, la majorité des transporteurs utilisent une tarification au coût moyen pour les services de transport. En fait, ma question s'adresse plutôt au

docteur Orans, mais comme vous les citez dans votre témoignage, c'est pour ça que je repose la question.

My question is for Dr. Orans. Do you agree that the industry practice in North America is to use the rolled-in approach for electric transmission tariffs?

Dr. REN ORANS:

A. I am sorry, can you repeat that again?

70 Q. Yes, sure. I was quoting the excerpt from the testimony of Mr. Chéhadé. And in his testimony, he quotes you and Mr. Priddle, in which you would say that the gas pipeline industry and the transmission system both use the rolled-in method for transmission services. And my question to you, Dr. Orans, is do you agree that the industry practice in North America is to use the rolled-in approach for electric transmission tariffs?

A. Are you quoting from lines 14 through 16?

71 Q. I am quoting from Mr. Chéhadé's testimony at page 4, beginning at line 13 where he says:

Comme l'indiquent monsieur Ren Orans et Roland Priddle, dans leur témoignage respectif, que ce soit dans le domaine de l'électricité ou du gaz naturel, la majorité des transporteurs utilisent une tarification au coût moyen pour les

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

services de

transport.

So, my question is, do you agree that the industry practice in North America is to use this approach, the rolled-in approach for electric transmission tariffs?

A. It says, in my translated version, the last part of that says: "Providers use an average cost for transmission service". I do not know if there is a problem with the translation, but I will agree it is the industry standard to use an average cost to collect the imbedded costs of transmission service.

72 Q. Is it a question of semantics or is it that average cost and rolled-in approach the same thing?

A. I think they are different.

73 Q. They are different; what is the difference?

A. I can decide to charge new users incremental direct assigned cost and still have an average cost across the whole system for all the pool transmission cost. For example, in Ontario, I have an average or the OEB there has decided to use an average cost for the network services pool. But it has decided to charge local municipal utilities pool cost based on their relative shares of their transformer cost and line connection pool.

74 Q. Now, my question to Mr. Priddle and I will not use the expression "rolled-in", but average; Mr. Priddle, do you agree that the industry practice in North

America, especially in the gas, natural gas pipeline industry, is to use the average cost approach for the tariffs?

M. ROLAND PRIDDLE:

A. Yes, Maître Durocher, but myself, I prefer the rolled-in designation and I do draw attention in my testimony to certain relatively minor exceptions. I agree though in principle that the universal approach is to use the rolled-in to derive the generally applicable gas pipeline transmission tariff.

75 Q. Thank you. Je reviens à monsieur Chéhadé. Vous dites que votre proposition, la proposition tarifaire, est basée sur les tarifs au coût moyen. Est-ce que vous voulez dire par ça que vous avez pris en considération les coûts moyens pour la transmission de l'énergie électrique, pour le transport de l'énergie électrique, pardon, tel que c'est défini dans l'article 2 de la Loi sur la Régie de l'Énergie?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui, c'est ça.

76 Q. A la page 4, aux lignes 10 à 13, vous dites que la proposition d'Hydro-Québec reflète l'approche utilisée par tous les transporteurs en Amérique du Nord, tout en reconnaissant les particularités du réseau. Est-ce que c'est exact de dire que votre proposition reflète l'approche utilisée par les

autres transporteurs en Amérique du Nord, ou voulez-vous dire qu'un aspect de cette réflexion-là est l'aspect de tarif de timbre-poste?

R. Oui, entre autres, c'est ça.

77 Q. Quand vous dites que votre proposition reflète l'approche prise par les autres transporteurs en Amérique du Nord, est-ce que je comprends bien qu'un autre aspect de cette réflexion, c'est l'aspect de l'approche au coût moyen?

R. C'est ça.

78 Q. Et quand vous dites que votre proposition reconnaît les particularités spécifiques du Québec, est-ce que je comprends bien que la particularité principale que vous considérez dans le système d'Hydro-Québec est qu'il est planifié pour rencontrer la pointe hivernale?

R. Entre autres, c'est ça, effectivement.

79 Q. Est-ce qu'il y a d'autres caractéristiques principales à part la pointe hivernale, à part l'aspect qu'on a les tarifications au coût moyen et la tarification timbre-poste?

R. Non, vous avez l'essentiel, Maître Durocher.

80 Q. J'ai l'essentiel avec ces trois caractéristiques principales québécoises?

R. Bien sûr, puis on tient compte de la situation ici au Québec du fait du marché, comme je disais, que c'est un marché centralisé où il y a peu de joueurs, le fait que, par exemple, nous avons la Loi sur la Régie

de l'Énergie, c'est un peu... comme je dis, entre autres, c'était pour ça.

81 Q. Marché centralisé, vous voulez dire un marché mince, un marché où il n'y a pas beaucoup de joueurs; c'est ça que vous voulez dire?

R. Exactement, exactement.

82 Q. Parfait. I am coming back to you, Dr. Orans. At page 14, line 6 of your testimony, you discuss that Hydro-Québec uses a 1 CP method to accommodate the winter peak design of the system, rather than the 12 CP used by other utilities elsewhere in North America. And at line 20, you state that other than this minor difference, the computation of rates mirrors the standard industry practice. When you say "other than this minor difference", am I correct in assuming that you are saying that there are no major differences in the Hydro-Québec tariff proposal from the standard industry practice?

Dr. REN ORANS:

A. As I mentioned yesterday, the tariff, when I look at a tariff, I look at all the terms and conditions and I look at the process used to calculate the rates. I think the terms and conditions are almost entirely consistent with the FERC pro forma tariff. And I believe the rate calculation process is very similar to a number of other jurisdictions that have applied the FERC tariff. And it is certainly within the

bounds of -- the leeway given to a Canadian non-jurisdictionals to interpret and apply the FERC tariff to their particular market environment.

83 Q. So, in fact, other than this difference to accommodate the Québec winter peak, other than this difference, your answer is that the computation of rates mirrors the standard industry practice in North America?

A. Even this difference, I think, is within the bounds of the standard industry practice.

84 Q. Okay...

A. If you look at the variation in what FERC has now approved for pool rates, there is a huge amount of leeway now given to the design, in the interest of forming larger markets where generators pay less of the fixed cost of transmission service and more of that fixed cost is being shifted to load. So the old way of doing the standard 888 tariff that was defined five, six, seven years ago, in cases, that is now moving towards a significant amount of leeway.

In fact, it was brought up yesterday, the pricing policy piece that FERC issued. And somebody, I do not remember who, brought it up, but the goals of the pricing policy piece were mentioned. The context of FERC's issuance of the pricing policy decision was to basically grant local jurisdictions, even those that are jurisdictionally utilities, flexibility in their

particular rate designs.

85 Q. So, am I correct in assuming from your answer that there are no minor differences in fact. The only difference that you would see is the difference designed to accommodate the winter peak, but as far as the rest is concerned, there are no other differences with standard industry practice?

A. I would say it is within the bounds that you see in normal Canadian rate applications, yes.

86 Q. Ma prochaine question s'adresse à monsieur Chéhadé et je reviens à la page 4, quand vous dites que la proposition d'Hydro-Québec maintient l'utilisation d'un tarif de transport de type timbre-poste et que cette approche reflète celle utilisée par les autres transporteurs; est-ce que je comprends bien que vous dites par la même occasion que la définition de système de transport d'électricité que l'on retrouve au Québec est la même que l'on retrouve dans les autres juridictions en Amérique du Nord?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui, oui, absolument.

87 Q. Je passe maintenant à la page 36, aux lignes 1 à 11, et aux lignes 1 à 11 de la page 36, vous répétez la définition de transport d'électricité que l'on retrouve à l'article 2, au paragraphe 6, de la Loi sur la Régie de l'Énergie. Est-ce exact, Monsieur Chéhadé, que vous avez interprété et appliqué cette

définition comme incluant les transformateurs
éléva-teurs aux stations de production?

R. Oui, c'est vrai.

88 Q. Est-ce que vous avez inclus dans cette définition
les transformateurs abaisseurs, si l'expression
est exacte...

R. Exactement.

89 Q. ... qui changent le voltage de 44 kV ou plus haut
à en bas de 44 kilovolts?

R. Exactement.

90 Q. Est-ce que vous avez également interprété et
appliqué cette définition comme incluant les
lignes de transport et les transformateurs à 44 kV
et plus qui sont situés entre ces transformateurs
et les points d'interconnexion au système externe?

R. Oui, absolument.

91 Q. Incluant les lignes radiales et qui servent les
autres producteurs?

R. Oui.

92 Q. Les lignes radiales qui desservent la charge
locale?

R. Absolument.

93 Q. Et les lignes radiales qui servent les intercon-
nexions?

R. Oui.

94 Q. Est-ce que je comprends que Hydro-Québec a
appliqué et interprété la définition de transport
de manière à définir les éléments d'actifs de
TransÉnergie dans sa proposition?

- R. Oui, c'est ça.
- 95 Q. Est-ce que je comprends bien que les transformateurs élévateurs qui sont situés aux centrales de production d'Hydro-Québec Production font partie des éléments d'actifs de TransÉnergie?
- R. Ces transformateurs font partie des actifs de TransÉnergie; ils ont toujours fait partie des actifs de TransÉnergie.
- 96 Q. Est-ce que je comprends bien que les éléments d'actifs en question incluraient les transformateurs de remplacement, qui sont gardés en inventaire au cas où un transformateur en exploitation aurait une panne?
- R. Absolument, puisque ce sont des actifs de transport.
- 97 Q. Et qu'ils sont donc comptés dans les éléments d'actifs de TransÉnergie?
- R. Absolument, puisqu'ils servent à la fiabilité et à la sécurité du réseau.
- 98 Q. Est-ce que je comprends que les transformateurs élévateurs qui sont situés sur les sites de production d'Hydro-Québec Production servent uniquement à raccorder les appareils de production d'Hydro-Québec Production au système, au réseau de TransÉnergie?
- R. Ils servent effectivement à acheminer l'électricité, comme les lignes qui les suivent vers les centres de consommation.
- 99 Q. Est-ce que ce n'est pas exact que ces transformateurs

élevateurs ne donnent pas ce service aux
compétiteurs d'Hydro-Québec Production?

R. Ce n'est pas tout à fait vrai; tous les éléments
servent à assurer la fiabilité du réseau.

(9 h 35)

100 Q. Mais les transformateurs élevateurs qui se
trouvent au site de production d'électricité
d'Hydro-Québec Production, n'est-il pas exact
qu'ils ne donnent aucun service au concurrent
d'Hydro-Québec Production?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Comme je disais, le réseau est intégral, c'est un
tout, et tous les éléments font partie de ce
réseau-là, tous les éléments sur la fiabilité du
réseau. Et donc, tout le monde en bénéficie.

101 Q. Est-ce que je peux prendre pour acquis que le
tarif proposé de soixante-quinze dollars dix-huit
par kilowatt par année (75,18 \$/KW) est conçu pour
recouvrer tous les coûts incluant les coûts des
transformateurs élevateurs et des transformateurs
qui sont gardés en inventaire et qui servent
Hydro-Québec Production?

R. Oui, c'est ça.

102 Q. Est-ce que je comprends bien que les clients de
TransÉnergie, autres qu'Hydro-Québec Production,
vont payer le tarif, qui paieraient le tarif de
soixante-quinze dollars dix-huit par kilowatt par
année

(75,18 \$/KW), qu'ils paieraient en fait pour les coûts des transformateurs élévateurs et des transformateurs de remplacement qui servent Hydro-Québec Production?

R. Nous n'avons pas séparé le réseau en morceaux. Nous avons considéré le réseau comme un tout, et tout le monde paie sa part de ce réseau-là. Donc, tout le monde assume le soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$). C'est ça l'approche que nous avons choisie.

103 Q. Donc, vous n'avez pas fonctionnalisé le réseau autrement dit?

R. Non, nous l'avons expliqué dans la preuve. Nous avons considéré le réseau comme un tout, et tous ces éléments sont essentiels à son fonctionnement, et tout le monde paie ce réseau-là.

104 Q. Est-ce que je comprends bien que les transformateurs abaisseurs qui servent la connexion au système de distribution d'Hydro-Québec Distribution, du groupe Distribution, font partie des éléments d'actifs de TransÉnergie?

R. Absolument, parce qu'ils peuvent servir la fiabilité du réseau. L'énergie peut être réacheminée sur le réseau de transport s'il y avait une panne par l'entremise de ces transformateurs-là. Ils servent à la fiabilité du réseau, ils sont partie intégrante du réseau de transport et l'ont toujours été.

105 Q. Et est-ce que je comprends bien que les

transformateurs qui sont de remplacement que vous conservez en inventaire font également partie des éléments d'actifs de TransÉnergie, ceux qui servent pour Hydro-Québec Distribution?

R. Oui, comme tantôt parce qu'ils assurent la sécurité du réseau, ils assurent leur remise en service rapide du réseau en cas de panne d'un des transformateurs qui est en opération.

106 Q. Et est-ce que je comprends bien que les transformateurs abaisseurs qui sont aux * substations + servent seulement à raccorder les clients d'Hydro-Québec Distribution au système de TransÉnergie?

R. Ils servent effectivement à raccorder les clients du réseau de distribution au réseau de TransÉnergie, mais comme je disais, ils servent à assurer la fiabilité du réseau. Le réseau a été considéré comme un tout, non divisible.

107 Q. Et est-ce que je comprends bien que votre tarif proposé de soixante-quinze dollars dix-huit par kilowatt par année (75,18 \$/KW) est conçu pour recouvrer tous ces coûts incluant les coûts des transformateurs abaisseurs et des transformateurs de remplacement qui desservent Hydro-Québec Production?

R. Oui, Maître Durocher, c'est dans notre preuve.

108 Q. Et est-ce que je comprends bien...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Excusez-moi! Il y a peut-être correction, parce que vous parliez d'Hydro-Québec Production. Je pense que le contexte de votre phrase, là...

109 Q. Vous avez raison, c'était Hydro-Québec Distribution. Et est-ce que je comprends bien que quand les clients de TransÉnergie, autres qu'Hydro-Québec Distribution, paient le tarif de soixante-quinze dollars dix-huit par kilowatt par année (75,18 \$/KW) qu'en fait ils paient pour le coût des transformateurs abaisseurs qui servent Hydro-Québec Distribution?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui, absolument.

110 Q. Très bien. Je voudrais passer maintenant à la page 32 aux lignes 3 à 9, et vous dites, et je vous cite :

Le tarif de timbre-poste proposé par Hydro-Québec est applicable de façon uniforme sur tout le réseau de transport et est établi à partir d'un seul coût de service pour l'ensemble des activités de transport. Puisque le réseau de transport assume plusieurs fonctions qui vont de l'élévation de tension à partir des centrales de production jusqu'au raccordement des clients,

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

il serait possible

*d'appliquer un tarif distinct pour
chacune des principales fonctions du
réseau.*

Est-ce que ça serait exact de dire que deux de ces fonctions principales du réseau pourraient être le raccordement à la production et le raccordement à la distribution?

R. Il pourrait l'être effectivement, mais à ce moment-là, il faudrait fonctionnaliser tout le réseau, effectivement.

111 Q. Et est-ce que ça serait correct, est-ce que j'aurais raison de tenir pour acquis que, parce que les équipements qui servent ces fonctions sont aux extrémités du système de TransÉnergie, qu'il serait facile d'identifier l'équipement qui remplit ces fonctions de raccordement à la production et de raccordement à la distribution?

R. Ce serait possible mais à ce moment-là, l'allocation de ces coûts-là, ce n'est pas certain qu'elle serait facile puisque, comme on disait, ces équipements-là servent à la fiabilité de tout le réseau. Donc, il faudrait même si jamais ils desservent les clients du réseau de distribution, étant donné leur rôle dans la fiabilité, il faudrait peut-être les réallouer. Donc, à ce moment-là...

112 Q. Mais n'est-il pas exact que vous n'avez pas tenté de faire cette démarche?

- R. Comme nous avons dit, c'est un processus complexe qui peut amener des pour, des contre. Nous avons pris une approche moyenne de dire que le réseau est là et nous partageons les coûts entre tous les clients; tout le monde a un coût comparable et c'est calculé de façon simple, transparente et évidente.
- 113 Q. Est-ce que ce n'est pas exact que les équipements de raccordement de transport qui sont * radials + au système de TransÉnergie?
- R. Je m'excuse, votre question?
- 114 Q. N'est-il pas exact que les équipements de raccordement de transport de TransÉnergie sont * radials + par rapport au réseau de TransÉnergie?
- R. En fait, il n'y a rien de radial. En fin de compte, ils vont chercher... Par exemple, comme je disais tantôt, une ligne radiale va vers un poste de distribution et dessert le réseau de distribution. Mais comme je dis, il pourrait y avoir un retour par le réseau de distribution d'électricité. Donc, toutes ces lignes-là, le radial est un mot parce qu'ils vont vers un endroit, mais pourraient servir, servent à la fiabilité du réseau en entier.
- 115 Q. N'est-il pas exact que les clients qui sont desservis par ces installations-là sont à l'extrémité des installations radiales?
- R. Comme je l'ai dit, oui, mais ça assure également la fiabilité du réseau.
- 116 Q. Est-ce que ce n'est pas exact qu'il serait facile

d'avoir une ligne de démarcation pour isoler ces équipements-là, ces installations radiales?

R. Ça ne l'a jamais été dans la pratique. Ce réseau a été considéré comme un tout, ça vous l'a déjà été expliqué par monsieur Vaillant et monsieur Gingras, comme un tout indivisible. Et ces éléments ont toujours fait partie. Le réseau est planifié en tenant compte de tous ces éléments-là en même temps.

117 Q. Mais c'est exact que ça serait facile d'identifier ces installations-là, n'est-ce pas?

R. Oui, absolument.

118 Q. Et comme ça serait facile de les identifier, ça serait pas exact que ça serait facile également d'allouer leur coût aux fonctions de raccordement à la production et de raccordement à la distribution?

R. Comme je disais, ça, ce serait la partie difficile, effectivement.

119 Q. Ce serait faisable?

R. Ce serait faisable mais il faudrait diviser leurs rôles, quel rôle ils jouent en fiabilité, quel rôle ils jouent pour la consommation, quel rôle ils jouent. Donc, il faudrait faire des allocations qui risquent d'être complexes et de soulever des questions et se demander si ce n'est pas discriminatoire ou pas. Donc, notre approche, c'est de considérer tout ça comme un tout plutôt que, et d'éviter ce genre d'exercice.

120 Q. Mais ce genre d'exercice-là, ce n'est pas le genre

d'exercice que vous avez entrepris dans la proposition qui est devant nous?

R. Non, Maître Durocher.

121 Q. Parfait. À la page 4, encore une fois, quand vous dites que votre proposition reflète l'approche utilisée par les autres sociétés de transport d'électricité tout en reconnaissant les particularités du réseau de transport québécois, vous dites notamment que cela reflète l'approche utilisée par tous les transporteurs en Amérique du Nord. Est-ce que vous êtes familier avec la façon dont les coûts sont alloués par fonctions dans les autres provinces du Canada?

R. Oui, Maître Durocher.

122 Q. Est-ce que vous êtes familier avec la façon dont les transformateurs qui abaissent la tension sont alloués en Colombie-Britannique?

R. Non, je ne me souviens pas, mais vous allez me le rappeler, j'imagine.

123 Q. Éventuellement. Mais je veux savoir si, quand vous dites que cela reflète l'approche qu'on retrouve ailleurs en Amérique du Nord, je veux savoir si vous êtes familier avec la façon dont les coûts de transformateurs abaisseurs de tension sont alloués, est-ce que vous savez ce qui est alloué à la transmission ou à la distribution en Colombie-Britannique?

R. Ce que je veux dire, c'est qu'il y a plusieurs

approches.

124 Q. Oui.

R. Il y a plusieurs approches en Amérique du Nord. Mais d'ordinaire, tout le réseau est... le réseau, c'est certain, est considéré comme un tout comme nous avons fait effectivement, où les transformateurs élévateurs, les transformateurs abaisseurs font partie du réseau de transport. Il y en a d'autres qui ont décidé d'allouer les transformateurs élévateurs à un producteur en particulier et le transformateur abaisseur à la distribution. Mais, ça, ce sont des approches différentes. Mais on retrouve toutes sortes d'approches en Amérique du Nord.

125 Q. De ce que vous connaissez du système en Colombie-Britannique par rapport à l'allocation des coûts de transformateurs abaisseurs, est-ce que vous êtes capable de me dire si la méthode que vous avez retenue est la même que celle qui a été retenue en Colombie-Britannique?

R. Il faudrait que je vérifie.

126 Q. Pouvez-vous le faire, pouvez-vous vous engager à le faire et vérifier comment les transformateurs abaisseurs de tension, comment les coûts des transformateurs abaisseurs de tension sont alloués en Colombie-Britannique?

R. Oui.

127 Q. Et je vais vous poser la même question par rapport à d'autres provinces du Canada. Je vais vous poser la

même question par rapport à la Saskatchewan. Est-ce que vous êtes au courant de la façon dont les coûts des transformateurs abaisseurs de tension sont alloués en Saskatchewan?

R. La Saskatchewan, je ne sais pas. Est-ce que le réseau est ouvert en Saskatchewan? Est-ce qu'il y a un tarif de transport comme chez nous?

128 Q. Ils ont en processus de réflexion. Ils ne sont pas rendus au point.

R. Mais ce n'est pas le cas donc. Ce qu'on parle, c'est un réseau ouvert comme chez nous.

129 Q. Est-ce que vous êtes familier avec le système en Alberta?

R. À propos de ce sujet en particulier?

130 Q. Oui.

R. Bien, je pourrais vérifier.

131 Q. D'accord. Donc, on va vérifier pour la Colombie-Britannique, on va vérifier pour l'Alberta. Pour le Manitoba maintenant?

R. On pourrait le mettre dans la vérification.

132 Q. Et le dernier que je vais vous demander sur ce point est vis-à-vis de l'Ontario.

R. Non, effectivement, ce qui arrive, c'est qu'ils considèrent les transformateurs abaisseurs comme étant à l'extérieur. Donc, il y a trois tarifs, par exemple, un tarif pour le Network comme on dit, pour le réseau principal, et ensuite un tarif pour l'interconnexion, la connexion.

133 Q. Le raccordement?

R. Le raccordement, si vous voulez, absolument.

134 Q. Et le troisième? Vous avez dit pour le réseau...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Regardez, on va être beaucoup plus précis. Je pense que docteur Orans est spécialiste de la question de tarification en Ontario et en Colombie-Britannique. On peut peut-être régler ces deux provinces-là.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Puis se concentrer sur les autres provinces pour le balisage, là, que vous nous avez demandé si vous permettez.

(9 h 48)

Me ANDRÉ DUROCHER :

135 Q. Je vais finir ça avec monsieur Chéhadé pour ne pas faire du va-et-vient sans cesse entre les deux témoins et on reviendra de façon globale avec monsieur Orans après.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Bien, tout ce que je vous dis c'est que la question était spécifique au poste élévateur, au poste abaisseur, le traitement tarifaire de ça en Colombie-

Britannique et en Ontario, docteur Orans...

136 Q. Okay. I will ask the question...

R. ... est un expert dans ces deux dossiers-là.

137 Q. ... then to doctor Orans. Are you familiar with the way that substation transformation costs are allocated either to transmission or to distribution in the Province of British Columbia.

Dr. REN ORANS:

A. Yes, I am, I haven't read the decision in a year, so it's subject to check and I think we would like...

138 Q. You can do this...

A. We will...

139 Q. ... you will be able to fulfill that part of the undertaking?

A. We would like to go through but I can give you the... I do remember what the decision was on step-up transformers and low voltage transformers.

140 Q. I was asking "step-down transformers".

A. Lower voltage transformers.

141 Q. Yes.

A. I believe the lower voltage transformers, the majority of them were allocated to the transmission function.

142 Q. And with respect to Ontario?

A. In Ontario, I believe they're in the transformer pool.

143 Q. Okay, but you will check this.

A. But the transformer pool, to make this very clear, is part of the transmission assets owned and operated and charged for by Hydro One. So, it's in a pool, it's a different billing determinant again but it's part of the transmission function. So in both cases, those cases I believe, subject to check, those are allocated to the transmission function.

144 Q. Okay, so I understand that we will have a unified undertaking: checking the way that step-down, substation step-down transformer costs are allocated in the Canadian provinces of British Columbia, Alberta, Manitoba and Ontario. And it will be done either by Mr. Chéhadé or by doctor Orans. Okay, là...

LE PRÉSIDENT :

L'engagement numéro 53.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Là, je vais poser ma question...

Me F. JEAN MOREL :

Il semblerait bien, attendez, on précise l'engagement, l'engagement 53.

Me ANDRÉ DUROCHER :

C'est ça.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

Me F. JEAN MOREL :

De déterminer ou d'indiquer comment les -- est-ce
que c'est les coûts des *step-down*?

Me ANDRÉ DUROCHER :

Bien, la prochaine question passait aux
transformateurs élévateurs, alors.

Me F. JEAN MOREL :

Ça serait 53 bis.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Ou 54, ou 53 a), à votre guise, je ne voudrais pas
m'exciter là-dessus.

Me F. JEAN MOREL :

Non, ça va, vous êtes... non, ça va. 53, très
bien.

LE PRÉSIDENT :

Transformateurs élévateurs puis le 54,
transformateurs...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Le contraire.

LE PRÉSIDENT :

... abaisseurs.

Me ANDRÉ DUROCHER :

53, abaisseurs et 54, élévateurs.

LE PRÉSIDENT :

Et on s'entend que c'est les quatre provinces,
Colombie Britannique...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui, Colombie Britannique, Alberta, Manitoba et
Ontario.

Dr. REN ORANS:

- A. If I may add with regard to those two cases, both of those, the step-up and step-down transformers were extensively discussed, weeks probably of testimony on whether they should be included or not in both... more so in the BC case than in the Ontario case. There is a very high level FERC rule, and I won't call it just FERC rule, but it's basically common among control area operators and that is if I'm going to eliminate part of the transmission system from this FERC tariff that establishes comparability, comparable access in trading and fairness and everything else, I can't have any piece eliminated that would affect any of the transfer rating capabilities of the system, because if I did, that allows the existing transmission owner to have discriminatory access.

So, FERC would prefer a much broader, bigger definition of transmission because they want to make sure that if a transmission owner takes a piece out, and that's a critical link to establishing the rating capabilities to trade, then effectively you don't have trade between areas.

So, the debate always goes towards, you know, should I include more and more and more, and particularly the step-up transformers. The problem in BC was we had a joint cost problem between hydro generators and generation-related transmissions assets which included the step-up transformers. Those are the remote pieces of the transmission system.

145 Q. Are you familiar with the way in which transmission is defined in California?

A. Yes.

146 Q. Is it defined in exactly the same way as it is defined in Quebec?

A. In California, actually, sometimes the transformers went to the generators because, remember, the generators were sold off. And sometimes they went in with the network, depending on the bundle of auctioned assets.

147 Q. Are you familiar with the way that transmission is defined in the Canadian Province of British Columbia?

A. Yes.

148 Q. Is it defined in exactly the same manner that it

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

is

defined in Quebec?

A. As I just mentioned, in the case of lower voltage, I believe it was included and in the case of the step-up voltage from the generator it was...

149 Q. So, it's not defined...

A. ... it was excluded.

150 Q. ... the same way that it's defined in Quebec?

A. No, it was different than in Quebec.

151 Q. Different. And in Ontario, is it defined in exactly the same way that it is defined in Quebec?

A. In Ontario, I believe it's very close to Quebec because the existence of the three categories, network, line transformation and transformer pools include a very broad definition and they explicitly decided in Ontario not to allocate -- historically they didn't want to allocate some parts of the transmission system to the existing generators. It does nothing to take a remote generator and allocate a whole bunch of transmission to them and basically put them out of the wholesale business.

152 Q. So, when they...

A. When they built those generators there as part of the policy to locating the generators, they built the transmission and the generation, they weren't separables; they explicitly decided not to allocate generation related transmission assets to generators, they are in the transmission revenue requirement and they were a pool.

153 Q. Ma question maintenant s'adresse à monsieur Chéhadé, est-ce que...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Excusez, Maître Durocher, je ne veux pas couper votre inspiration, j'aurais besoin d'une précision.

154 Q. Mr. Orans, you said that one has to be careful when taking out parts of the grid. Have there been rulings or interventions by the FERC with regard to that aspect? The cases where, you know, it's been tried or...

A. Right now, I'm working for the Western system, the whole WSCC, which is Portland, Oregon, Washington, Montana, California, representing the Canadians, trying to get access to the whole Western system, basically keep the lights on in California. And the big fight there is the local transmission owners want to remove parts of the transmission system from FERC's jurisdiction, put them in a distribution rates so that their local states and local politicians have more control over them because FERC has a uniformed standard so people can trade.

If, for example, Puget Sound Energy, which is right in the Northern part of Washington, removes the facilities they want to put in... they want to take out critical parts that determine the transfer

capability, then BC won't be, basically will derate the inner tie capability once they remove that and make it a local issue and then the trade can happen between.

So, in state after state you see now that the states are trying to narrow the definition of what is FERC jurisdictional and FERC is trying to expand it to include more and more facilities so they can make sure efficient trade happens.

155 Q. Typical U.S. debate.

A. Yes.

Me FRANÇOIS TANGUAY:

Thank you.

Me ANDRÉ DUROCHER :

156 Q. Monsieur Chéhadé, est-ce que vous êtes familier avec la façon dont les coûts de raccordement des lignes radiales sont alloués, soit à la transmission, soit au transport, soit la distribution, soit la production dans les provinces que j'ai mentionnées précédemment, la Colombie Britannique, la Saskatchewan, l'Alberta, le Manitoba, l'Ontario?

R. Oui, généralement, généralement oui, comme par exemple là en Colombie Britannique les lignes qui viennent des centrales éloignées ont été alloués aux centrales éloignées. Ca a été déjà dit dans les

réponses aux nombreuses questions par d'autres témoins, également par d'autres intervenants.

157 Q. Est-ce que vous savez comment les coûts de raccordement de ces lignes-là sont allouées au Manitoba?

R. Je ne m'en souviens pas, non.

158 Q. Pouvez-vous vérifier également?

R. On peut vérifier également.

159 Q. O.K. Donc, vous avez répondu pour la Colombie Britannique...

R. Pour la Colombie Britannique, oui, actuellement.

160 Q. Pour la Colombie Britanique, vous avez répondu; donc, pour le Manitoba?

R. Oui, pour le Manitoba, on peut vérifier.

161 Q. Et pour l'Alberta?

R. Pour l'Alberta également, on peut vérifier.

162 Q. Et pour l'Ontario?

R. Pour l'Ontario, également. Mais, en fin de compte, ce que l'on sait c'est qu'en Ontario il y a, comme disait le docteur Orans, la ligne, la connexion et le transformateur qui sont séparés, c'est trois tarifs séparés.

163 Q. Parfait.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous prenez un engagement, là?

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui, ça va être l'engagement, je crois que...

LE PRÉSIDENT :

Numéro 55.

Me ANDRÉ DUROCHER :

C'est ça.

Me F. JEAN MOREL:

Dans le fond, on pourra peut-être déposer les décisions tarifaires que mon confrère... auxquelles mon confrère devrait avoir accès. Nous, on va les trouver pour lui puis on déposera les décisions tarifaires qui s'appliquent au transport en Colombie Britannique, en Alberta, au Manitoba et en Ontario, et ça répondra, j'imagine, à toutes ses questions et même pour le compléter on déposera les lois applicables avec les définitions de réseau de transport puis ça réglera le problème.

LE PRÉSIDENT :

Il me semble...

Me F. JEAN MOREL:

Il me semble, voyez-vous, je m'excite à mon tour!

LE PRÉSIDENT :

C'est un événement, là...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Je vais m'éloigner, je vais mettre une zone de sécurité entre vous et moi.

Me F. JEAN MOREL :

Et c'est un événement, selon Monsieur le Président, ça fait que vous avez sûrement beaucoup de mérite.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Je n'avais pas cette intention.

Me F. JEAN MOREL :

Alors, comme j'expliquais, si on dépose les décisions tarifaires applicables au réseau de transport d'électricité dans ces provinces, on devrait retrouver tout ce que vous recherchez.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Ce que nous recherchons c'est en réalité de pouvoir créer une table de comparaison entre la situation québécoise et celle dans les autres provinces canadiennes et si les documents que vous nous fournissez nous permettent de faire une telle table, un tel tableau comparatif, très bien.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, mais j'allais répondre aux engagements que monsieur le président nous a fait prendre, je n'allais pas nécessairement faire votre travail quant au tableau comparatif.

Me ANDRÉ DUROCHER :

J'en espérais pas tant mais...

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, est-ce que ça répondrait à l'engagement 53 -- 54 et 55, là, si Hydro-Québec vous remettait des décisions dans les quatre provinces, libre à vous d'aller vérifier les renseignements que vous cherchez et former votre table de comparaison comme vous le recherchez.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Ça devrait, effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Ça vous conviendrait. Alors, Hydro-Québec s'engage vis-à-vis... réunit les engagements 53, 54 et 55 dans le fait de s'engager à vous soumettre les décisions des quatre provinces, Alberta, Manitoba, Ontario et Colombie Britannique. Et, ainsi, vous avez même offert des lois aussi des différentes provinces, peut-être pour les définitions, au cas où il y aurait

de définitions.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Et ça va nous permettre de voir comment les coûts des transformateurs abaisseurs, des transformateurs élévateurs et des coûts de raccordement des lignes radiales sont alloués à telle ou telle fonction du réseau.

LE PRÉSIDENT :

Alors, les engagements deviennent... l'engagement 53, finalement, devient le dépôt des décisions et des lois. (Retiré subséquemment)

Me ANDRÉ DUROCHER :

164 Q. Est-ce que vous avez fait une enquête ou commandé...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Un instant, s'il vous plaît.

LE PRÉSIDENT :

Messieurs, Mesdames, on va suspendre pendant quinze minutes. Comme ça, vous allez pouvoir discuter et nous aussi.

REPRISE DE L'AUDIENCE 10 h 20

Me ANDRÉ DUROCHER :

- 165 Q. Toujours dans la même ligne d'idées, Monsieur Chéhadé, et après discussion, on est arrivé à la conclusion que simplement fournir les extraits des lois pertinentes ou des décisions des autres organismes de régulation ne serait pas suffisant. Étant donné que, à la page 4, vous dites que votre approche reflète celle utilisée par tous les trans-porteurs en Amérique du Nord, j'aimerais vous demander si vous pouviez raffiner et faire un autre engagement. Et je vais vous décrire l'engagement. Seriez-vous en mesure de nous dire, de faire effecti-vement le tableau comparatif à partir des renseigne-ments que vous avez en votre possession et de nous démontrer comment l'allocation des éléments d'actifs est faite par rapport aux transformateurs élévateurs de tension, et par rapport à ces transformateurs élévateurs de tension où ils sont alloués, sont-ils alloués à la production, sont-ils alloués à la transmission et sont-ils alloués à la distribution? Maintenant, par rapport aux transformateurs abais-seurs de tension, pourriez-vous nous dire si leurs coûts peuvent être alloués à la même chose, à la production, au transport et à la distribution? Et en fait, par rapport aux lignes de transport, si leurs coûts peuvent être alloués à la production, au trans-port et à la distribution? Et à partir des renseigne-ments que vous avez si vous pouvez effectivement nous

faire ce tableau étant donné que vous nous dites que votre approche reflète celle utilisée par les transporteurs en Amérique du Nord et ajouter à ça FERC, pas simplement les quatre provinces canadiennes qui ont été mentionnées, d'ajouter FERC. Étant donné que vous faites cette affirmation dans votre témoignage que votre approche reflète celle utilisée par les autres transporteurs en Amérique du Nord afin de bien pouvoir vérifier cette assertion-là, nous vous demanderions de faire cet engagement supplémentaire. Est-ce que je l'ai bien décrit?

Me F. JEAN MOREL :

Je m'excuse, Monsieur le Président, mais l'assertion qui semble être la base de la demande de renseignements et qui est plus de la nature d'une demande de renseignements qui aurait dû être faite lors des rondes de questions, pour commencer, et non ce matin en audience publique lors d'un contre-interrogatoire, se réfère à l'utilisation d'un tarif de type timbre-poste sur la base des coûts moyens. Et dans son témoignage, monsieur Chéhadé a ajouté comme particularité du réseau de TransÉnergie le fait qu'on ait une pointe, une grande pointe annuelle hivernale.

Dans ce paragraphe-là, il est aucunement question de l'allocation des actifs relatifs à la transformation, que ce soit élever ou abaisser la tension. Alors,

j'étais, ou Hydro-Québec était bon prince acquiesçant à l'engagement 53. Ça répondait, je pense, dans la mesure, dans une mesure raisonnable aux préoccupations de mon confrère. L'engagement numéro 53 peut être maintenu. Mais je ne pense pas que la demande de faire un méga 53, pour utiliser l'expression consacrée, pour effectivement faire la preuve de mon confrère ou de son client est raisonnable et acceptable dans les circonstances.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Hydro-Québec prétend dans, et monsieur Chéhadé prétend dans son témoignage que l'approche, la proposition, la proposition tarifaire reflète l'approche utilisée par tous les transporteurs en Amérique du Nord tout en reconnaissant les particularités du réseau. Et la particularité du réseau, à part la pointe hivernale, il n'y a pas tellement de particularités.

Ce que nous voulons savoir ici, c'est comment l'allocation des éléments d'actifs est faite par rapport à ces éléments-là. Pour pouvoir tester si bel et bien, il est exact que la proposition d'Hydro-Québec est standard ou si elle est unique, il faut qu'on puisse vérifier cette assertion-là. Donc, le premier engagement qui a été pris par Hydro-Québec va un pas dans la bonne direction, mais après discus-

sion, on m'a dit que ce n'était pas suffisant pour pouvoir effectivement vérifier si cette assertion est exacte. L'approche, la proposition d'Hydro-Québec qui est une proposition pour le tarif, le tarif du transport d'électricité, est-ce qu'elle se compare avec ce qui se passe ailleurs en Amérique du Nord?

C'est une affirmation qui est très vaste, qui est très ample. Donc, nous voulons la tester par rapport aux autres provinces canadiennes mentionnées, par rapport également à FERC.

Et nous posons des questions très précises qui vont nous permettre de voir l'allocation que vous faites, est-ce qu'elle se compare à ce qui se fait ailleurs? Et nous posons des questions précises, les transformateurs abaisseurs de tension, les transformateurs élévateurs de tension et les lignes de transmission, où dans ces autres juridictions-là, où ces coûts sont-ils imputés, sont-ils imputés à la production, sont-ils imputés au transport, sont-ils imputés à la distribution?

Et, ça, ça va nous permettre de voir ce qui est proposé ici est-il effectivement semblable à ce qui se fait ailleurs? Est-ce que ça reflète ce qui se fait ailleurs ou s'il y a des éléments de distinction significatifs? Donc, c'est crucial pour l'évolution

du dossier parce que Hydro-Québec nous dit que leur approche reflète, c'est similaire à ce qui se fait ailleurs. Et c'est notre point de vue que tel n'est pas le cas. Donc, pour pouvoir faire, pour pouvoir tester cette assertion-là, il faut qu'on puisse avoir ce tableau.

LE PRÉSIDENT :

La question que je me pose, c'est, on n'a pas demandé au témoin s'il était en mesure de répondre au méga engagement-là qui vient d'être formulé par maître Durocher. Est-ce que monsieur...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Ce n'est pas, avec respect, le mot * méga engagement + ne m'apparaît pas si exact. Nous avons fait ce travail nous-mêmes et nous voulons vérifier si ça peut être identifié par le témoin. Ce n'est pas si considérable comme travail que de vérifier ce qui se fait ailleurs.

Me F. JEAN MOREL :

On n'est pas dans un système adversarial, il me semble. Si vous l'avez, déposez-le, ça va éclairer la Régie et tous les participants, et tant mieux.

LE PRÉSIDENT :

Mais vous pourriez les déposer, demander au témoin

s'il est d'accord avec la structure que vous avez, votre plan de comparaison que vous avez établi. S'il est d'accord avec ça, ça va sauver beaucoup de travail.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Nous ne l'avons pas avec nous, mais nous pouvons l'apporter après la pause. Je peux faire d'autres questions et nous allons y revenir par après parce que c'est en haut à mon bureau.

LE PRÉSIDENT :

C'est à votre bureau.

Me ANDRÉ DUROCHER :

C'est à mon bureau, qui n'est pas très loin.

LE PRÉSIDENT :

Non, non. Alors, je pense que ça serait peut-être un moyen terme qui serait plus simple pour tout le monde si vous l'avez, puis si le témoin...

J'imagine...

- 166 Q. Est-ce que vous allez être en mesure à partir, évidemment, on ne connaît pas ce qu'il va vous offrir, mais à supposer que ce soit un tableau de ce qui se fait dans chacune des provinces et même à la FERC, est-ce que vous avez suffisamment de connaissances de ça pour pouvoir dire si c'est conforme ou pas?

M. MICHEL BASTIEN :

R. On a beaucoup de connaissances, effectivement, selon la nature du document, on pourra évaluer si on est sur place en mesure de dire oui ou non, ou s'il va falloir prendre un engagement pour vérifier si le contenu est correct. Mais je vais prendre pour acquis, moi personnellement, qu'il l'est. Et je vais quand même faire un commentaire, là, sur la demande et le contexte qu'on nous présente.

Le paragraphe qui est cité à la page 4 de 66 de HQT-10 document 1 fait référence d'une façon très générale au fait que la tarification timbre-poste, c'est une tarification appliquée à l'échelle nord-américaine, docteur Orans, monsieur Priddle ont dit ces choses-là hier, basée sur les coûts moyens. Docteur Orans, monsieur Priddle en utilisant des termes, pas nécessairement les mêmes mais avec la même signification, ont dit exactement la même chose que ce qui est écrit là. Ça a été reconnu. C'était ça le sens à donner au paragraphe.

Ceci étant dit, pour tout le reste, on peut continuer, on va regarder le document. Ça m'apparaît plus simple en tout cas comme approche que nous-mêmes parce que vous nous avez demandé si ça serait possible. Bien, c'est d'aller chercher les décisions tarifaires de chacune des entités concernées puis

d'aller chercher les extraits de ces décisions tarifaires-là qui font référence au traitement des transformateurs abaisseurs, élévateurs, et caetera. C'est tout à fait à notre portée, comme à la portée de n'importe qui qui a accès à Internet, qui est l'outil moderne de communications.

LE PRÉSIDENT :

Mais je voulais juste vous rappeler, Monsieur Bastien, je sais que, dans votre curriculum d'hier, vous n'avez pas mentionné un doctorat en droit, mais le but d'un contre-interrogatoire, c'est de vérifier justement les affirmations qu'on fait. Comme témoin, le but du contre-interrogatoire, c'est de vérifier.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Oui, c'est ce que je pensais qu'on avait fait un peu plus tôt avec les questions qui portaient sur ce paragraphe-là. Tout ce que je dis, c'est que toute la ligne de questions - et effectivement je n'ai pas de doctorat en droit, je n'ai aucune formation en droit - mais toute la série de questions...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Mais vous plaidez bien.

M. MICHEL BASTIEN :

R. ... relatives au * step-up transformer + à la hausse

ou à la baisse, et caetera, ce que je vous dis, c'est que ça n'a rien à voir avec ce paragraphe-là. C'est tout.

Me ANDRÉ DUROCHER :

167 Q. J'ai d'autres questions pour vous, Monsieur Chéhadé.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je vais juste vérifier. Ce serait... Est-ce qu'il y a un engagement 53 à venir ou s'il n'y en a pas?

Me ANDRÉ DUROCHER :

Celui-là demeure. C'est de fournir le matériel de base. Nous allons à l'heure du lunch ou à une prochaine pause, j'irai chercher les documents qui sont à mon bureau, je les présenterai au témoin. Et je demanderai au témoin s'il est d'accord avec le tableau que nous avons présenté.

Me F. JEAN MOREL :

Mais, idéalement, et je présume que le tableau que vous allez lui présenter a été fait à partir, entre autres, des décisions tarifaires que vous nous demandez de déposer?

Me ANDRÉ DUROCHER :

Exact.

Me F. JEAN MOREL :

O.K. Là, vous voulez comme vérifier les décisions tarifaires que vous...

LE PRÉSIDENT :

Parce que tantôt vous avez dit que les décisions tarifaires ne répondaient pas exactement aux questions que vous posiez. C'est ce que j'ai compris de votre point.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui. Mais, là, je suis en aval de ce que vous dites là. Je veux voir à partir du document que vous avez présenté, qui est un tableau comparatif entre plusieurs provinces du Canada, y compris celle-ci, on voit à quel endroit telle fonction du réseau, si c'est alloué au transport, à la distribution, et caetera.

LE PRÉSIDENT :

Moi, je veux juste, pour les fins des notes sténogra-phi-ques, puis voir où on s'en va, là, je comprends qu'il n'y a pas d'engagement pour l'instant.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Le seul engagement...

LE PRÉSIDENT :

C'est seulement après que vous aurez montré au témoin vos documents qu'il y aura un engagement peut-être.

Me ANDRÉ DUROCHER :

L'engagement qui existe, c'est de fournir la documentation de base. À la pause, nous allons aller chercher le tableau. Nous allons demander au témoin, poser au témoin des questions là-dessus et nous verrons si ça a lieu d'être traduit en un engagement supplémentaire.

Me F. JEAN MOREL :

Monsieur le Président, je ne pense pas que vous parliez d'engagement supplémentaire, là. On parlait de l'engagement existant. Maintenant, si vous croyez que c'est à l'avantage de la Régie que copie des décisions tarifaires applicables dans les quatre provinces nommées quant au transport, nous les déposerons, comme monsieur Bastien l'a dit, même s'il n'a pas de doctorat non plus en informatique, on est capable de se servir d'Internet, et on vous déposera copie des décisions.

LE PRÉSIDENT :

Je pense qu'il n'y a pas d'engagement pour l'instant. C'est mieux de même, là. Puis on verra plus tard.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Nous reviendrons plus tard.

- 168 Q. Monsieur Chéhadé, je suis encore à la page 4, mais maintenant aux lignes 20 à 22 et à la page 5 à la ligne 1. Vous dites que :

Les tarifs proposés offrent toujours à tous les utilisateurs un accès au réseau d'Hydro-Québec comparable à celui dont jouit la charge locale, ce qui maintient la conformité des tarifs avec le contrat type de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

Est-ce que vous nous dites que la proposition tarifaire d'Hydro-Québec que vous présentez à cette audience est conforme au contrat modèle de FERC dans l'ordonnance 888?

- R. Oui, avec les modifications que nous y avons apportées.

(10 h 35)

- 169 Q. Et la question que je pose maintenant s'adresse au docteur Orans. Dr. Orans, you state at page 15 of your testimony, at lines 17 to 19, you say that the tariff, and I guess you mean by this the proposed tariff, the tariff:

... adheres to FERC's Order 888 pro forma

*tariff and, therefore, offers open and
comparable access to all eligible users.*

Does this statement reflect your expert opinion?

A. Yes, it does.

170 Q. And at page 3 of your evidence, at lines 1 to 11, there is a list of the goals of transmission rate design. And at page 3, line 16, at the bottom, and at page 4, lines 1 to 23, of Mr. Marshall's evidence, if you can have a look at Mr. Marshall's evidence, it is, I think, exhibit 2 of NB Power; also at page 3.

A. Okay, I am there.

171 Q. He outlines the principles and goals of transmission pricing that were specified by FERC in its Policy Statement for Pricing Transmission Services. Other than the Order in which the goals are listed, I note that the two lists are essentially the same. I would like now to introduce the FERC Policy Statement on Pricing Transmission Services...

A. I would add that I have included the important additional criteria that it fit the market environment under which it is applied.

172 Q. Numéro 4, NB Power exhibit number 4, FERC Policy Statement - Pricing Policy for Transmission Services. I am giving you only pages 1 to 10. Am I assuming that you are familiar with this document? On va attendre la distribution.

A. I am generally familiar with it, I have not read it

within the last year.

173 Q. While the papers are being distributed, may I ask you to have a look at page 6.

A. Yes, I have it.

174 Q. Am I correct in assuming that your goals of rate design are based on and consistent with FERC's Policy Statement on Pricing for Transmission Services?

A. As I stated earlier, I think they are a little bit broader because I include these in my rate design goals and I also include a test to see whether it fits the market environment under which it is applied.

175 Q. And am I correct in assuming that in your goal number 3 to offer open and comparable access, by this, you do mean comparable as specified by FERC in this Policy Statement on Pricing Transmission Services?

A. I am using the term "comparable" in the same way that FERC is using the term "comparable".

176 Q. On page 4, line 23, and page 5, you discuss -- on page 4, line 23...

A. Of my own testimony?

177 Q. Yes; you discuss FERC's requirement for the provision of reciprocity for non-jurisdictional Canadian utilities like Hydro-Québec to be eligible for open market pricing access to FERC's jurisdictional U.S. wholesale market. And you state that FERC would not have any jurisdiction over utilities like Hydro-Québec, but is -- and now I am moving to page 5:

... and is only concerned that the form of the rate and the terms and conditions of access are comparable.

Am I correct in assuming that by this, you mean that FERC's concern for comparability means comparability as defined at page 6 of the FERC Pricing Policy Statement?

A. Yes, as I have stated earlier, my use of the term "comparable", I believe, is consistent with FERC's use of the term "comparable", at the time they wrote this Pricing Policy Statement.

178 Q. So, to make it shorter, when you make other references to comparable access or comparability in your evidence, for example, you do this at page 6, lines 1 to 4, when you say that the primary role of the transmission tariff is to provide comparable open transmission access to non-utility generators under the same terms, conditions and rates, that the utility offers to its own generators; therefore, I would be correct in assuming that by "comparable access" in this statement and "comparability" in general, you mean comparable access and comparability as defined by FERC in the Pricing Policy Statement for Transmission Services?

A. I do not want to play games with words here. So, I will just tell you exactly what I mean by "comparable", because I do not want to...

179 Q. But you use...

A. Please, let me...

LE PRÉSIDENT :

Un instant, Monsieur...

Me F. JEAN MOREL :

Sorry, could you let the witness finish his answer, please.

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, ça ne sert à rien que les deux parlent en même temps; c'est illisible dans les notes sténographiques et on va devoir lire les notes sténographiques. Alors, ça ne sert à rien. Laissez le témoin répondre; d'ailleurs, c'est son droit le plus strict. Et vous avez posé votre question, vous en poserez une autre après. Monsieur Orans...

Dr. REN ORANS:

A. When I mean "comparable access", I mean the same prices and terms and conditions offered to all eligible customers.

180 Q. Okay. And am I correct in assuming that the North American electricity industry standard for comparable access is the standard as it is defined by FERC in its Pricing Policy Statement for Transmission Services?

A. No, I do not believe that is true. "Comparability" is an evolving concept. This policy piece was based on decisions, as I mentioned, it stemmed from nineteen ninety-two (1992), nineteen ninety-three (1993), based on concepts originally that came from the gas cases. That is where the comparable access terms and conditions, a lot of them came from. What you will see now in RTO 2000, every time FERC makes a decision, it basically modifies what the hurdle rate is for comparability.

And you have seen FERC, especially with the changing market in California, FERC is very focused on what has happened in California, and they are continuing to modify with each successive RTO decision what they consider comparable terms and conditions and comparable access requirements.

181 Q. Are you saying that the Order 2000 decision includes a modification to the concept of comparability?

A. Not to the concept, to the application. The application is different; as I said, you can go through jurisdictions after jurisdictions after jurisdictions, and we will see that when you bring back your table and we look at it...

182 Q. Are you saying that there are several standards of comparability?

A. I would like to finish my statement, please. And you will see FERC ruling in one case, you can include

step-up transformers. In one case, you can include the final line transformer; in another case, GRTAs are in; in another case, GRTAs are out. In one case, a non-jurisdictional utility is treated differently than a jurisdictional utility. And that evolves every time.

What people have seen in the industry is every time FERC ratchets down its standard for comparability. It had a golden rule; that golden rule is getting a little bit tarnished now. Basically, every third party then ratchets down its expected standard as well, because FERC, as we know, is a regulatory body that evolves. It has a whole new set of people in there. We do not have common commissioners that made the same decisions that they base on here.

Yes, they refer to case law and, yes, they try to make it link, but they continue to reinterpret what that case law says and they can continue to give us new definitions of what comparability means in the application.

183 Q. Are you saying that the principle of comparability has been diluted and diluted and diluted over time; from pure gold, that became lead?

A. I am saying it has been changed. And in each application, it changed substantially. The most leeway it gives is to non-jurisdictional utilities,

including Canadian utilities, Tennessee Valley Authority, Bonneville Power Administration, it gives significant amount of leeway to them because the only real leverage it has over them is through this reciprocity clause.

And once again, I come back to, it in general would love to see Bonneville Power Administration or BC Hydro or Hydro-Québec participate in North American markets that allow free trade. That is its main goal. And the details of any individual decision tend to muddy the water rather than make it more clear.

184 Q. So, you are saying, if I understand correctly, that the concept of comparability, the standard for comparability has been ratcheted down from one decision to the next to the next and to the next; is that what you are saying?

A. I would not say it is ratcheted down...

185 Q. I am using your words...

A. It is very broad, it is not as tight as it was. You asked me originally on the first question, is this what people would use to define the terms and the way they would develop all the terms and conditions and the way they would develop all the prices for a transmission tariff filing with FERC today, and I would say no expert would go back to all of these decisions. They would go back to a much more recent set of decisions...

186 Q. Are you saying that the FERC Policy Statement that I have given you is now obsolete for all intents and purposes?

A. I think it is a piece of a story. It is a middle chapter in a story and we are way down the road, thousands of pages later, in decisions. The FERC RTO 2000 Order displaces many of these concepts with different ones...

187 Q. And does this current application conform with Order 2000?

A. Does the current application conform -- the current application does not deal with Order 2000 at all. I believe Ontario -- I believe Hydro-Québec has been very clear in that it has not taken a position on that today. This is an application to update and modify an existing tariff that it already has filed three years ago under 888.

188 Q. So you are saying that this Pricing Policy, you do not say that it is obsolete, it is still vigorous or it is not very vigorous at all?

A. I think...

189 Q. Is it robust or is it weak?

A. I will go back to my testimony once again. It fits the market environment that you have in Hydro-Québec today.

190 Q. So it is valid to use it to see if the current tariff proposal conforms with this Pricing Policy. So it is a valid standard to use; is that right?

A. As I have stated earlier, I think comparability, if we want to go back to that term again which is where this all started, is a valid criteria to use in evaluating Hydro-Québec's proposal.

(10 h 47)

191 Q. Monsieur Chéhadé, je vous pose une question concernant la page 7 de votre témoignage, à la ligne 26 et 27 et à la page 8, à la ligne numéro 1 où vous dites que les tarifs proposés par Hydro-Québec sont équitables et qu'ils permettent d'offrir à tous les utilisateurs un accès au réseau de transport d'Hydro-Québec à un prix comparable à celui de la charge locale d'Hydro-Québec en les faisant contribuer par le fait même au coût fixe du transport. Est-ce que vous avez utilisé le mot * comparable + dans le sens où il est utilisé dans le document * FERC Policy Statement for Transmission Services +?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Comparable comme l'a dit le docteur Orans, c'est comparable dans le sens le plus large, effectivement, c'est ça que nous visions, tout le monde comprend ça, nous offrons un accès comparable à celui de notre charge locale, à celui de nos producteurs, à tous les participants au réseau, tout le monde contribue au coût fixe, le réseau est considéré comme un, on divise par les mégawatts qui passent, ça donne un prix, tout le monde paye ce prix-là. Si ça ce n'est

pas un prix comparable pour tout le monde, je ne sais pas c'est quoi qui est comparable.

192 Q. Est-ce qu'il y a d'autres documents que le FERC Policy Statement dont vous vous êtes inspiré pour avoir un critère de comparabilité?

R. A part le gros bon sens, je ne sais pas, non, je ne pense pas qu'il y ait d'autres...

193 Q. Donc, parce qu'on a entendu tout à l'heure qu'il y avait plusieurs chapitres dans le roman-fleuve de l'évolution de l'industrie et que ça c'était un chapitre. Est-ce qu'il y a d'autres chapitres que celui-ci dont vous vous êtes inspiré.

R. La lecture, après ça, de toutes les décisions de la FERC, la lecture, après ça...

194 Q. La lecture des décisions de la FERC.

R. ... des décisions de la FERC, l'évolution de la pensée, si vous voulez, mais également, comme on disait, ce qui est le sens commun.

195 Q. La lecture des décisions de la FERC. Donc, vous vous êtes inspiré, vous vous êtes laissé guider par les décisions, les opinions de la FERC qui ont interprété et appliqué ce *Pricing Policy Statement* et l'ordonnance 888, c'est exact?

R. Oui, nous les avons juste lu comme ça pour suivre l'évolution des choses, pour voir si nous n'allions pas en contradiction avec ce qui a été dit. Et ce que nous avons ici devant nous sur la table ce matin, c'est une proposition qui n'est pas contraire à ce

qui est proposé, à ce qui a été ou l'évolution telle qu'elle est arrivée aujourd'hui.

196 Q. Et je comprends que vous considérez l'ordonnance 888 et ce document ici comme un arbre vivant et que vous avez vu comment ça avait été interprété et appliqué par la FERC au fur et à mesure que des décisions étaient rendues portant sur l'interprétation de l'ordonnance 888 et sur l'interprétation et l'application du *pricing policy*.

R. Oui, et comme disait le docteur Orans, c'est le sens le plus large. Nous avons vu que les décisions de la FERC étaient larges, laisser le choix aux utilités, aux participants de soumettre des choses, de les justifier et de dire comment leur réseau était planifié et de faire ça en conséquence avec les réalités de leur réseau, avec les réalités de leur contexte.

197 Q. Je suis maintenant à la... est-ce que vous avez une copie du document que nous avons produit? Puis-je... pouvez-vous nous en donner une copie, s'il vous plaît. Il y en a un parmi ceux-là qui est marqué en jaune, vous pouvez le remettre au témoin, s'il vous plaît.

Vous avez en votre possession la pièce produite par N.B. Power, * FERC Policy for Transmission Services +. Puis-je vous demander de lire la partie qui est soulignée en jaune dans le document, page 6.

LE PRÉSIDENT :

A quelle page?

Me ANDRÉ DUROCHER :

Page 6.

R. Donc, le troisième paragraphe en partant du bas,
c'est ça?

198 Q. C'est ça.

R. *Comparability of service applies to price
as well as to terms and conditions.
Comparability of transmission pricing
involves a "golden rule of pricing" -- a
transmission owner should charge itself on
the same or comparable basis that it
charges others for the same service.*

199 Q. N'est-il pas exact que ceci veut dire que
TransÉnergie ne devrait pas facturer les services
de transport d'une manière qui fournirait un
avantage comparatif à Hydro-Québec Production ou à
Hydro-Québec Distribution?

R. Absolument.

200 Q. Et est-ce que je peux vous demander maintenant de
lire...

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je suis moins convaincu que monsieur Chéhadé là
pour la partie distribution, je m'excuse. On parle
du contrat de service de transport, on parle de

facturation pour les services point à point, c'est un service qui est offert à des tiers. En ce qui concerne la charge locale, on parle de d'autres choses là, je ne pense pas que les règles de comparabilité s'appliquent au niveau de la charge locale.

- 201 Q. Je suis à la page 7 du même document, Monsieur Chéhadé, pouvez-vous nous lire également la partie qui est soulignée en jaune.

M. ALBERT CHÉHADÉ :

- R. Donc, à partir du début.

Pricing comparability does not mean that the Commission is endorsing an end result in which there are no differences in prices paid by various customers. For example, the Commission is not suggesting that prices must be based on a highly aggregated cost so that all customers facing uniform rate per kWh of service.

- 202 Q. N'est-il pas exact que votre proposition tarifaire propose effectivement un taux uniforme sur les coûts *highly aggregated*, les coûts hautement consolidés ou réunis là du système de TransÉnergie?

- R. Non, non, nous avons pris l'ensemble du réseau, comme nous disions, qui sert à tout le monde, qui ne peut

pas être divisé et nous l'avons... nous avons trouvé un prix et ce prix-là s'appliquent à tout le monde.

203 Q. Et votre réponse n'est-elle pas la même que ceci constitue effectivement les *highly aggregated costs* du système de TransÉnergie?

R. Non.

204 Q. Quelle est la différence?

R. Ce sont des choix que la compagnie fait, nous avons fait le choix d'agréger nos coûts, en fin de compte, vous voulez dire ici, mais en fait de traiter tous nos coûts comme un tout, de les diviser par les kilowattheures. Comme ils disent, ils sont ouverts à d'autres approche, notre approche a été celle-là, d'autres, comme l'Ontario, on l'a mentionné tantôt, ont divisé leur réseau en trois, nous avons proposé de le garder comme un tout.

205 Q. Mais n'est-ce pas...

R. Ce sont des choix. Ce sont des choix qu'on a pris.

206 Q. N'est-ce pas, j'écoute votre réponse...

R. Et que l'on justifie, Maître Durocher.

207 Q. Mais j'écoute votre réponse et je ne vois pas la différence. Est-ce que c'est une distinction qui ne comporte pas de différence? Je vois ici que la Commission ne suggère pas que les prix soient basés sur les coûts hautement agrégés et vous me dites * nous avons considéré tous les coûts +. Je ne saisis pas la distinction.

R. Peut-être que le docteur Orans a une meilleure

réponse pour vous.

Dr. REN ORANS:

- A. This is a classic case of taking a tiny paragraph out of one decision based on decisions that were based on precedent eight years ago and I think misleading everybody what the direction of FERC is; so, I can tell you, having lived through that process and read most of the decisions that have come out, FERC has uniformly supported an RTO 2000, the main thing about RTO 2000 is it supports non-pancaking of embedded cost transmission rates. The problem with trading was everybody took trade from Canada-Mexico, they had to go to ten transmission owners, service territories, even though the loads and the generation, the pattern was still the same. So you couldn't effectively trade between large areas and create an RTO if you had pancaking.

Decomposition of costs, embedded costs into pools, whether they be for a transmission owner or for a wire's piece or for a customer creates pancaking. And FERC has uniformly approved now concepts that average over large areas the embedded costs of transmission systems.

- 208 Q. My question therefore to you will be, isn't it true that the tariff application that we have right now proposes a uniform rate that is based on the highly

aggregated costs of the TransÉnergie system?

A. It's one pool for all the costs as I believe FERC has been consistent with approving now more and more...

209 Q. So the answer is yes?

R. ... the RTO 2000.

210 Q. The answer is yes?

A. Yes, it is.

211 Q. So the tariff application that we have is based on the highly aggregated costs of the TransÉnergie system, yes?

A. Yes, it is.

212 Q. Okay. May I ask, Monsieur Chéhadé, puis-je vous demander de lire le second paragraphe marqué en jaune du document * FERC Pricing Policy for Transmission Services +.

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. *Finally, comparability of pricing includes certainty of pricing. A transmission customer should have pricing certainty comparable to that of the transmitting utility, e.g., the same transmission pricing certainty for form long-term power contracts as the transmitting utility has.*

213 Q. Vous êtes au courant qu'il existe des réseaux municipaux au Québec et qu'il existe également une

coopérative électrique régionale. N'est-il pas exact que ces réseaux-là devraient avoir le même niveau de certitude quant au prix que Hydro-Québec Distribution ou Hydro-Québec Production?

M. MICHEL BASTIEN :

R. En fait, je pense que tout le monde a la même certitude par rapport à la tarification et au Québec c'est des tarifs qui sont publics, qui sont disponibles à tous et, ceci étant dit, les réseaux municipaux sont actuellement clients du distributeur et donc, à ce titre, ont également une idée des coûts de transport qu'ils doivent payer.

214 Q. Mais n'est-il pas exact que les réseaux municipaux à l'heure actuelle n'ont pas le même degré de certitude quant au prix du transport.

R. Non, je ne crois pas que ce soit exact.

215 Q. En quoi est-ce inexact?

R. Bien, c'est-à-dire que les prix de transport sont dans le contrat de service de transport et ils sont accessibles aux réseaux municipaux s'ils souhaitaient devenir un client direct du transporteur.

216 Q. Mais dans la présente demande tarifaire, cette question du prix du transport pour desservir les réseaux municipaux et la coopérative électrique régionale n'est pas traitée, n'est-ce pas?

R. C'est-à-dire qu'elle l'est, elle l'est d'une façon très claire, en tout cas en ce qui me concerne. Ce

qui n'est pas clair c'est quel service de transport un réseau municipal souhaiterait avoir du transporteur parce que, selon ses caractéristiques et selon le type de fournisseur, selon la quantité qu'il pourrait acheter dans le marché, il pourrait souhaiter avoir un contrat de service point à point, auquel cas notre proposition, bien, c'est le soixante-quinze dollars (75,00 \$) du kilowatt/an, comme tout client du service point à point, ou il pourrait avoir une quote-part du coût du service réseau intégré charge locale, donc Appendice H et l'application de la formule prévue à l'article 34(1), (2) et (3) du contrat de service de transport qui n'a pas été appliquée jusqu'à ce jour parce que c'était une théorie, c'était un concept virtuel qui n'était pas... qui ne s'était pas matérialisé mais, advenant qu'un réseau municipal se prélève... se prévale de son droit, excusez-moi, se prévale de son droit de devenir client du service réseau intégré d'Hydro-Québec, bien, la convention de service réseau intégré fait partie des conditions du service du transporteur, les tarifs sont prévus aussi, c'est une quote-part basée sur notre proposition, c'est la pointe annuelle, une quote-part donc de sa présence à la pointe annuelle multiplié par deux milliards trois cent millions (2300 M) qui est prévu, deux milliards...

217 Q. Est-ce que ce n'est pas exact que les réseaux

municipaux, dans votre proposition tarifaire, vous dites que les réseaux municipaux, qu'il faudrait revenir devant la Régie?

R. Ce à quoi ça fait référence c'est au niveau des conditions d'entrée et de sortie des réseaux municipaux, de la clientèle du distributeur, selon les quantités, selon le calendrier, selon le type de produit, il y a différentes modalités qui pourraient être discutées d'une façon très éclairée en sachant de quoi on parle en terme de : est-ce que, par exemple, le règlement tarifaire actuel, que ce soit le tarif L ou le tarif M, s'applique encore à ce client-là? Est-ce qu'il y a des coûts échoués qu'il faudrait prendre en considération dans ce genre de transaction-là? Est-ce qu'on devrait discuter de modalité de ré-entrée comme clientèle du... comme client du distributeur? Est-ce qu'il y a des modalités qui devraient être discutées à cet égard-là ou pas? C'est de toutes ces conditions-là qu'il faudrait discuter.

218 Q. Dont on ne discute pas aujourd'hui, dont on ne discute pas dans la...

R. Dont on ne discute pas aujourd'hui parce que nous, ce qu'on dit, ce qu'on a mis en preuve ici c'est que c'est prématuré de le faire, on pourrait discuter longtemps de cette question-là puis on passerait peut-être à côté de la réalité des choses. Alors, attendons de voir un réseau municipal qui s'exprime à

cet égard-là, là, qui souhaiterait s'approvisionner d'un autre fournisseur dans le cadre de son propre plan d'approvisionnement, dans le cadre de sa propre économie et voyons quels sont les enjeux qui sont soulevés pour l'ensemble de la clientèle.

219 Q. Donc, votre point de vue c'est que ce n'est pas approprié de fournir les règles du jeu au départ, n'est-ce pas?

R. Les règles du jeu, elles sont connues au niveau du transport.

220 Q. La question que je vous pose c'est que pour les compagnies, pour les réseaux municipaux qui voudraient se prévaloir de leurs droits, ces réseaux-là ne sont pas immédiatement, si votre proposition tarifaire est acceptée dans sa totalité, ne sont pas immédiatement capables d'exercer ce droit, n'est-ce pas, votre proposition c'est qu'il devra y avoir une enquête et une audition spécifique sur la demande particulière du réseau municipal?

R. Non, ça, je n'ai pas dit ça, je n'ai pas suggéré ça non plus, chaque cas est un cas particulier, tout peut se faire à l'intérieur du règlement tarifaire actuel, à l'intérieur du contrat de service de transport actuel et on n'en entendra parler ni vous, ni moi de ce cas-là. Je vous dis qu'il y a peut-être des contextes puis les réseaux municipaux sont certainement conscients de ces contextes-là, doivent parler certainement aux distributeurs puis de

l'interprétation qu'il faut donner à des modalités du règlement tarifaire, ils doivent certainement poser ce genre de question-là, ne pas prendre, en toute connaissance de cause, position par rapport à des fournisseurs éventuels.

- 221 Q. Je m'adresse maintenant à monsieur Chéhadé. Monsieur Chéhadé, à la page 5 dans la note en bas de page 3, vous dites que l'ordonnance 888 promulguée par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis en mil neuf cent quatre-vingt-seize (1996) et les ordonnances subséquentes proposent un contrat de transport type au transporteur électricité sous sa juridiction. Les ordonnances subséquentes dont on parle, s'agit-il de l'ordonnance 888A?

M. ALBERT CHÉHADÉ :

R. Oui.

- 222 Q. S'agit-il de l'ordonnance 888B?

R. J'avais en tête la 888A et la 88... la 888 et la 888A.

- 223 Q. Savez-vous... pouvez-vous nous dire si l'ordonnance 888B fait partie des ordonnances subséquentes auxquelles vous faisiez référence dans votre...

R. Oui.

- 224 Q. Oui?

R. Oui.

- 225 Q. S'agit-il de l'ordonnance 2000?

R. Non.

226 Q. Y a-t-il d'autres ordonnances en question que vous voulez mentionner quand vous parlez de l'ordonnance, des ordonnances subséquentes?

R. Non. Non, non, ce sont juste ces trois-là.

227 Q. Oui. Vous avez parlé tout à l'heure que vous aviez tenu compte de l'évolution de la pensée de la FERC, pas uniquement de l'ordonnance 888 mais des décisions qui ont interprété et appliqué l'ordonnance 888. Est-ce que vous avez tenu compte de l'ordonnance Kentucky Utilities? Et je vais vous la remettre dans un instant.

Je vais vous demander de prendre connaissance de la page 2 de cette opinion de la FERC et vous noterez que les pages ne sont malheureusement pas numérotées sur le service que nous avons utilisé. Puis-je vous demander de lire la portion soulignée en jaune que l'on voit à la page 2 de Kentucky Utilities?

R. Je vais définitivement pratiquer mon anglais c'est certain, aujourd'hui là.

228 Q. Qui est au milieu.

R. Si je dois lire tout ce qu'il y a en jaune, marqué là-dedans, je vraiment avoir fait une grosse pratique d'anglais aujourd'hui.

229 Q. O.K. Voulez-vous que je le lise à votre place dans ce cas-là?

R. Vous pourriez y aller, ça serait peut-être plus rapide que moi.

230 Q. Parfait. Alors, je lis au milieu de la page 2.

On January 5, 1996, Kentucky Utilities, Kentucky Municipals and the Commission trial staff -- the only active participants on rate issues -- submitted a Joint Stipulation on Pricing Issues (Stipulation) that resolved all but the following four rate issues...

Et là il y a quatre sujets qui sont mentionnés. Et j'attire votre attention plus particulièrement sur le sujet numéro 3 qui est :

Whether Kentucky Utilities should exclude generator step-up transformer (GSUs) from its transmission rate base in developing transmission rates;

Est-ce que ce troisième sujet, *Whether Kentucky Utilities should exclude generator step-up transformers from its transmission rate base in developing transmission rates*, est une question qui est particulièrement centrale à la présente demande tarifaire d'Hydro-Québec?

R. Non, elle n'est pas centrale. Je pense qu'elle est accessoire.

231 Q. Vous dites qu'elle est accessoire?

R. Absolument.

232 Q. Là, je vais vous inviter maintenant à lire... non, je vais lire plutôt à votre place si vous pouvez tourner les pages et vous rendre jusqu'à la page 11, soyez méthodique parce que les pages ne sont pas numérotées. Et vous arrivez en bas de la page 11 à un titre qui est le suivant : *Inclusions of the Costs of Generators Step-Up Transformers in the Calculation of Rates*. Est-ce que vous l'avez?

R. Oui.

233 Q. O.K.

R. Absolument.

234 Q. Et le texte est le suivant :

Positions of the Parties.

Kentucky Utilities maintain that GSUs should be included in transmission rates because they perform a transmission function, not a production function, since they enable the transmission of power over distances at a higher, and thus, more economical voltage.

Ayant lu ça, est-ce que ça serait exact de dire que votre position sur ce sujet est similaire à celle qui avait été avancée par Kentucky Utilities?

R. Elle est similaire et il y a d'autres considérations aussi.

235 Q. Je vais lire maintenant à la page 12, en haut :

Kentucky Municipals and staff argued that the function of GSUs is production-related and that Kentucky Utilities should not charge its transmission-only customers, production-related costs. These participants also argued that Commission decisions supporting inclusion of GSUs in transmission rate base pre-date the Commission's decision in Order No.888 requiring utilities to offer open access unbundled transmission service. Thus, these participants argued that the cost of GSUs should be excluded from KU's transmission rates.

Est-ce que ça serait exact de vous dire que votre position ici est la contraire à celle qui avait été avancée par Kentucky Municipals?

R. Absolument, je comprends que c'est la position du Nouveau-Brunswick dans son mémoire, je l'ai lu.

236 Q. Il y a un autre extrait que je vous lis, toujours à la même page, au milieu :

Finally, the presiding judge noted KU's commitment to give an appropriate credit to any customers that provide their own GSU's to step-up electricity prior to delivering it to the KU system.

Est-ce que ce n'est pas exact que votre... que vous ne proposez pas en fait à cet égard d'imiter Kentucky Utilities et de donner un crédit aux clients qui fournissent leur propre GSU's pour élever l'électricité avant de la délivrer dans le système de TransÉnergie?

R. Nous donnons effectivement un crédit pour tous les producteurs installés sur le territoire québécois et qui élèvent leur tension. En fin de compte, nous considérons que le transformateur fait partie intégrante du réseau de transport, les producteurs qui s'installent par la suite ont un crédit, ça c'est la règle que nous avons instaurée et qui s'appelle les ajouts de... traitement des ajouts de capacité.

237 Q. Quand vous avez dit * le producteur québécois +, je comprends que vous voulez dire par là que ça ne comprendrait pas New Brunswick Power.

R. New Brunswick Power ne nous évite pas de coûts, New Brunswick Power passe sur notre réseau, passe sur notre réseau, donc, ce que nous faisons, nous donnons un crédit à quelqu'un qui nous évite un coût, d'éviter d'avoir construit quelque chose, d'avoir eu à le mettre dans notre base tarifaire.

238 Q. Vous savez à quel endroit New Brunswick Power se connecte, se relie au réseau québécois?

R. Vous allez me le dire.

239 Q. Dans la région de la Madawaska, vous êtes au courant?

(11 h 12)

R. Je le prends pour acquis.

240 Q. Et sur le territoire du Nouveau-Brunswick mais pour se relier au Québec à Eel River?

R. D'accord.

241 Q. Bon. J'arrive maintenant à la fin, à la page 13 pardon, je lis l'extrait suivant qui est au troisième paragraphe complet qui commence par les mots suivants:

Much has changed since we decided these cases. Most importantly, in Order 888, we required -- "we" being FERC -- the unbundling of transmission and wholesale generation services. We believe it is appropriate to reexamine our policy on the functionalization and the recovery of costs associated with GSU to ensure that unbundled services, customers are paying only their appropriate share of the cost of service which they use.

Est-ce que ce n'est pas exact que la proposition que vous avancez aujourd'hui est précisément à l'opposé de celle qui est formulée dans l'extrait que je viens de vous lire?

R. Notre proposition n'a pas tenu compte de cette décision, comme elle n'a pas tenu compte de toutes les décisions. Nous les avons examinées et nous avons

décidé de ne pas en tenir compte.

242 Q. Donc, celle-ci, vous n'en avez pas tenu compte?

R. Effectivement pour certaines considérations. Je l'ai dit tantôt, ce n'est pas uniquement les décisions du FERC qui nous ont guidés en établissant le tarif.

243 Q. A la fin de la page 13, il y a un résumé de la position de la FERC sur le sujet :

In short, we find that GSUs are used in the provision of both generation and ancillary services, and that the cost of these facilities should be charged to the customers using these facilities. We are thus reversing our earlier policy of allowing these costs to be included in the transmission provider's transmission ratebase because such a treatment ignores the role these facilities perform in supporting generation and ancillary services. Instead, we find that a more accurate method of cost recovery is to directly assign the costs of each GSU transformer to the generator to which it is connected.

Je comprends de votre réponse que, pour les fins du dossier, je comprends que le point, l'extrait que je viens de vous lire, vous n'en avez pas tenu compte.

Vous l'avez en fait écarté; c'est exact?

- R. C'est exact et il y a des raisons pour ça; je pourrai les expliquer. Comme nous avons dit, nous avons tenu compte de notre réseau, de la Loi de la Régie de l'Énergie, de ce qu'est notre réseau qui va du trans-formateur élévateur jusqu'au transformateur abais-seur. Et la décision de la FERC ne venait dans ce cas-là, qui est le Kentucky Utility, ne venait rien changer à ça.

Ce que nous avons dit, nous avons dit que nous ne fonctionnalisons pas notre réseau. Notre réseau est un tout indivisible et en divisant par les mégawatts qui passent, nous offrons un prix comparable pour tous les clients. C'est pour cela que je pensais que ce point-là était accessoire. C'est ça que j'ai dit tantôt. Il y a des choses qui jouent également; c'est quelle est la définition de notre réseau de transport.

Selon la loi, notre réseau de transport, c'est le transformateur élévateur jusqu'au transformateur abaisseur. Ça correspond à la planification de notre réseau, comme les gens de Kentucky l'ont expliqué. Mais comme je disais, il n'y a pas uniquement ce que les gens de Kentucky ont dit pour défendre leur point qui est rentré dans notre ligne de considération.

- 244 Q. Il y a d'autres décisions de la FERC qui ont maintenu

le point de vue de Kentucky Utilities; est-ce que vous êtes familier avec la décision Maine Public Service Company?

R. Oui.

245 Q. Je vais vous poser une question sur cette décision; je vais vous la remettre à l'instant.

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, j'imagine que vous le produisez sous NB Power numéro 6?

Me ANDRÉ DUROCHER :

C'est ça, exactement. Alors, on voudrait produire l'opinion de la FERC dans Maine Public Service Company 85 FERC, paragraphe 61412, comme pièce...

LE PRÉSIDENT :

NB Power numéro 6.

Me ANDRÉ DUROCHER :

NB Power numéro 6.

PIÈCE NB POWER-6 : Opinion de la FERC dans Maine Public Service Company, 85 FERC 61,412.

246 Q. Alors, j'attire votre attention sur la page 10 de cette opinion de la FERC qui commence par les mots:

"In conclusion":

In conclusion, we recognize...

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant. Vous êtes assez rapide sur la gâchette et...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Bien, j'essaie d'être...

LE PRÉSIDENT :

Et on essaie de vous suivre et ce n'est pas toujours facile.

Me ANDRÉ DUROCHER :

J'essaie de concilier plusieurs objectifs...

LE PRÉSIDENT :

A la page 10, "In conclusion"...

Me ANDRÉ DUROCHER :

247 Q. Ça va...

In conclusion, we recognize that given the unbundling of generation and transmission, GSUs serve two functions, in support of both unbundled generation and unbundled ancillary

services, and therefore, GSU costs should not be rolled into unbundled transmission rates. Rather, their cost should instead be assigned to the generators to which they are connected to more accurately allocate these costs to the customers using those facilities, (i.e. to the customers buying power or ancillary services).

Est-ce qu'il n'est pas exact que la proposition qui vous a guidés dans votre demande tarifaire est précisément à l'opposé de l'extrait que je viens de vous citer?

R. Je l'ai expliqué tantôt; nous avons choisi une autre approche qui est l'approche que nous avons depuis toujours et on ne voyait pas que cette décision renversait ce que nous avons choisi comme option.

248 Q. J'attire maintenant votre attention à la page 42, aux lignes 6 à 10, où vous dites la chose suivante à propos des postes élévateurs...

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, 42 de quel...

Me ANDRÉ DUROCHER :

249 Q. De votre témoignage. Je suis rendu au témoignage...

LE PRÉSIDENT :

C'est juste que, nous aussi, on voudrait suivre
puis...

Me ANDRÉ DUROCHER :

250 Q. Donc, je suis à votre témoignage, Monsieur
Chéhadé, à la page 42, aux lignes 6 à 10, et vous
dites :

*Il est proposé pour des raisons
d'efficacité de laisser aux producteurs
privés l'entière responsabilité de la
construction, de l'entretien et de
l'exploitation du poste élévateur localisé
sur son site de produc-tion. Bien qu'il en
assume la responsabi-lité, le producteur
privé recevra néanmoins une compensation
pour l'ensemble des frais associés à son
poste.*

Est-ce que ce n'est pas exact que l'indemnité ou
la compensation qui serait payée au producteur
privé ici serait payée par TransÉnergie?

R. C'est vrai.

251 Q. Est-ce qu'il n'est pas exact que le coût de cette
indemnité sera inclus dans les demandes de revenus
de TransÉnergie?

R. C'est vrai.

252 Q. Est-ce qu'il n'est pas exact que, en résultat de
cette... pardon; est-ce qu'il n'est pas exact que

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

le

coût de cette indemnité serait payé par tous les usagers du réseau de TransÉnergie?

R. C'est vrai.

253 Q. Est-ce qu'il n'est pas exact que, comme conséquence de cette méthode de paiement de l'indemnité, les revenus, les requis totaux de TransÉnergie seraient augmentés au même niveau qu'ils le seraient si TransÉnergie avait elle-même construit les transformateurs?

R. C'est vrai; c'est ça qui était visé. Si jamais tout ça peut se faire à moins cher, bien sûr, tout le monde va y gagner.

254 Q. Donc, c'est exact que TransÉnergie chargerait le plein tarif de soixante-quinze dollars dix-huit cents (75,18 \$) par kilowatt par année?

R. En fait, c'était le principe. C'est le principe, comme on a expliqué, du * higher of +. Donc, ça implique le transformateur élévateur; ça implique le raccordement; ça implique le renforcement du réseau. Si jamais le volume qui arrive sur le réseau est suffisant, ça va permettre de faire baisser le tarif de tout le monde.

255 Q. Donc, est-ce qu'il ne serait pas exact que, si on prend en compte d'un côté les dépenses et de l'autre côté l'indemnité, que le coût net au producteur privé pour faire transiter l'électricité de la centrale au point de livraison serait le tarif de TransÉnergie de soixante-quinze dollars dix-huit cents (75,18 \$)?

- R. C'est ça qu'il devrait payer effectivement.
- 256 Q. Et est-ce que ce n'est pas exact que le paiement de la compensation serait basé sur les coûts du transformateur du producteur privé?
- R. C'est ce que nous avons expliqué dans la preuve jusqu'à un certain maximum, effectivement.
- 257 Q. Et est-ce que ce n'est pas exact que les paiements d'indemnité vont être fonction du voltage du raccordement jusqu'au maximum que l'on voit à la page 43 de votre témoignage?
- R. C'est vrai.
- 258 Q. Et est-ce que ce n'est pas exact que ce maximum est établi pour se protéger contre le fait que le producteur privé pourrait surdimensionner le transformateur au détriment des autres clients de TransÉnergie?
- R. C'est vrai, c'est l'essence de notre proposition.
- 259 Q. Et est-ce qu'il n'est pas exact que la façon que TransÉnergie aurait de vérifier les coûts, ce serait de vérifier les livres du producteur privé?
- R. Nous ne voulions pas aller là-dedans, mais ce que nous proposons simplement, c'est de rembourser, de tenir compte du montant jusqu'à ce montant maximal-là, qui est le coût que ça aurait été pour nous.
- 260 Q. Et si, par hypothèse, un transporteur, un producteur privé, pardon, ne voulait pas construire lui-même les équipements de raccordement, est-ce qu'il pourrait conclure un contrat à cet effet avec TransÉnergie pour que TransÉnergie les construise à sa place?

R. Oui, absolument, mais nous voulions laisser, nous voulions laisser ici dans la proposition au produc-teur privé, au petit producteur privé, le soin de construire son propre poste de transformation, de l'exploiter et de l'entretenir et de ne pas, pour des raisons pratiques, aller sur son terrain et de le laisser être maître de son transformateur.

261 Q. Prenons par hypothèse le cas où un producteur privé voudrait que TransÉnergie construise de tels équipements, mais trouverait que le prix cité par TransÉnergie serait trop élevé et que le producteur privé irait voir un autre entrepreneur qui lui construirait à un meilleur coût, est-ce que ce serait exact que l'indemnité qui serait alors payée serait basée sur les coûts réels venant de l'autre entrepre-neur qui aurait construit pour le compte du produc-teur privé?

R. En fait, nous ne proposons pas que TransÉnergie, elle, construise le poste. C'est vraiment le produc-teur avec son entrepreneur qui construit le poste et il a droit au remboursement mentionné. C'est ça qui est prévu.

262 Q. Mais si le coût... si le transporteur... si le producteur privé réussit à faire construire à un meilleur coût que celui qui aurait été fait par Hydro-Québec ou par TransÉnergie, est-ce que le producteur privé va devoir payer quand même le montant de soixante-quinze dollars et dix-huit cents

(75,18 \$) ou s'il va pouvoir avoir droit au bénéfice de sa négociation plus avantageuse?

R. Non, il devra payer le soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$), tel que prévu.

263 Q. Donc, s'il est un bon négociateur, il n'obtiendra pas le fruit de son travail; n'est-ce pas?

R. C'est ça qui est prévu. Il y a des producteurs qui vont s'installer et qui vont s'installer par exemple près de la charge. Ces producteurs-là vont avoir une certaine contribution, pas simplement pour le transformateur élévateur, mais en fin de compte, ça va même coûter moins cher au réseau de transport pour le connecter à cet endroit-là.

Il y en a d'autres qui vont s'installer un peu plus loin. Là, l'idée, c'est que tous ces producteurs-là, une fois installés, vont payer le tarif moyen. Le volume qu'ils amènent sur le réseau va permettre, être au bénéfice de l'ensemble de tous les clients qui passent sur le réseau. Ça va permettre de baisser le prix pour tout le monde. C'est ça, le principe de la proposition; c'est ça, l'uniformité territoriale; c'est ça ce que nous proposons.

264 Q. Mais de la façon dont vous avez conçu votre tarif, est-ce qu'il n'est pas exact que dans un tel cas le producteur privé n'a aucun encouragement à être efficace sur le plan des coûts, étant donné qu'il ne pourra pas récupérer le fruit de son travail?

R. Ce que nous disons, c'est qu'il devrait construire son poste et nous soumettre ses coûts, mais il y a un maximum et ce maximum est ici.

265 Q. O.K. Quand vous dites maximum, à vrai dire, ce n'est pas un maximum, c'est un prix unique. S'il construit en bas du maximum, il va quand même devoir payer la différence entre le prix auquel ça a été construit et le maximum; c'est exact?

R. Non, non non. La question, là, ce dont on parlait tantôt, là, il y a une confusion. Moi, je parlais des montants qui apparaissent à la page 43 de 66. Vous, vous semblez parler du soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$).

266 Q. Oui.

R. C'est ça. Non, le client doit payer le soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$), tous les clients vont avoir le même prix comparable sur le territoire québécois. Si un, ça coûte moins cher de le raccorder, un autre, ça coûte plus cher, l'important, c'est que ça ne dépasse le montant maximal que nous avons mis. Et là, à ce moment-là, celui qui va coûter moins cher va apporter plus de contribution, lui, de toute façon, il va vendre son électricité. C'était ça, le but; il est gagnant. Le réseau de transport est gagnant. Et c'est ça le principe.

Mais il n'y a pas une philosophie d'aller donner...

TransÉnergie, comme je disais, donne un rabais ou donne quelque chose, une contribution pour quelque chose qu'elle évite. Dans ce cas-là, elle n'évite pas. Si le client... ce que je veux dire, c'est que si le client construit son poste à moins cher, c'est au bénéfice de tout le monde, c'est simplement ça.

- 267 Q. Mais pourquoi un producteur privé ferait-il des efforts considérables pour construire à un moindre coût s'il ne peut pas avoir le bénéfice de cette économie?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je peux peut-être m'essayer...

- 268 Q. Bien, la question se répond par un oui ou par un non, pas besoin d'un long discours. C'est pourquoi le producteur privé construirait-il ou ferait-il construire de tels équipements à un moindre coût s'il ne peut pas récupérer le bénéfice de sa sagacité commerciale; pourquoi le ferait-il?

R. Je vais vous l'expliquer, puis ça ne sera pas un oui, puis ça ne sera pas un non, si vous permettez. Premièrement, juste corriger une impression qui s'est peut-être dégagée. C'est une contribution maximale, donc, c'est sur présentation de factures. C'est sûr qu'on peut falsifier des factures; c'est sûr que tout le monde peut... enfin, un promoteur qui est moins honnête qu'un autre pourrait s'assurer qu'on touche le plafond de la contribution maximale, si c'est ça

que vous voulez dire.

Il n'y a pas de désincitatif à faire ça. Par ailleurs, c'est un tout. Il faut regarder ça globalement. Il y a un plafond sur les coûts totaux que le transporteur est prêt à assumer à la fois le poste élévateur qui est une composante, mais également le coût sur le réseau, les coûts de renforcement, etc. Et il y a un plafond sur le total. Alors, le promoteur ne sait pas nécessairement quels vont être les coûts qui vont être assumés à l'autre niveau, au niveau du transporteur lui-même, de sorte qu'il peut prendre la chance, lui...

269 Q. Si le...

R. Écoutez, je n'avais pas fini la réponse. Puis je pense que vous avez manqué la partie la plus intéressante.

270 Q. Alors, je suis tout excité à l'idée de l'entendre à nouveau.

R. Oui, vraiment?

271 Q. Oui...

R. Je m'excuse pour les autres. Ce que je dis, c'est que cette contribution-là s'inscrit dans un concept beaucoup plus large que celui du poste élévateur. Il y a deux plafonds à ce niveau-là. Il y a le plafond au niveau du poste élévateur lui-même et il y a des contributions maximales qui peuvent être inférieures sur présentation de factures. Et je suppose qu'il va

y avoir un certain questionnement de la part du transporteur. On ne prend pas les factures comme ça, hein.

Il va y avoir un questionnement compte tenu du type particulier d'investissement. Il y a des connaissances générales dans l'industrie, il y a des vérifications que l'on peut faire. Donc, on ne passe pas n'importe quoi à ce niveau-là.

L'autre élément, c'est que cette contribution-là s'inscrit dans un concept plus large où on dit qu'on est prêt à prendre un promoteur privé qui voudrait par exemple exporter de l'électricité sur les marchés américains ou au Nouveau-Brunswick. On a un plafond qui est égal au tarif actuel.

Alors donc... et ce plafond-là, ça couvre cette contribution-ci, plus tous les autres coûts sur le réseau de transport. Le promoteur ne sait pas nécessairement, lorsqu'il négocie son achat de transfo ou d'équipement pour son poste élévateur quel va être le coût sur l'ensemble du réseau, de sorte qu'il peut prendre la chance de demander le maximum même si ça lui a coûté moins cher, mais peut-être que c'est lui qui, ultimement, va devoir la payer cette différence parce que ça va l'amener à un niveau supérieur au soixante-quinze dollars (75 \$) du kilowatt dont on parlait tantôt. Alors, ce n'est ni

oui, ni non, mais c'est ça, la réalité.

- 272 Q. Monsieur Chéhadé, je vous ramène maintenant à la page 39 de votre témoignage écrit, aux lignes 26 et 27.

(11 h 30)

Quand vous écrivez les mots * bien sûr +, ceci s'applique également à Hydro-Québec. Bon. Vous voyez la phrase dans son contexte. Est-ce que je comprends que Hydro-Québec Production peut bel et bien être un client du service de transport, du fournisseur de transport?

R. Oui, absolument.

- 273 Q. Et est-ce que je comprends bien que Hydro-Québec Production se rend responsable des coûts de construction des nouveaux équipements de raccordement y compris les transformateurs?

R. Non, ce n'est pas ça. Ce qui est proposé ici, c'est qu'Hydro-Québec sera traité comme il l'a toujours été, c'est-à-dire que TransÉnergie construira pour lui le poste de transformation, fera le raccordement, et caetera, jusqu'à un maximum de soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$). Pour le producteur privé, ce qui est laissé au producteur privé, c'est uniquement le transformateur élévateur, uniquement la portion transformateur élévateur, et TransÉnergie fera le reste.

- 274 Q. Et TransÉnergie donc va construire les transformateurs pour Hydro-Québec Production. Et est-ce que le coût de ces transformateurs va être réparti dans la

base de tarification?

R. Il va l'être comme ça a toujours été le cas. Comme c'est prévu même dans la loi, TransÉnergie, c'est à partir du poste élévateur.

275 Q. Et est-ce que je peux prendre pour acquis que les coûts pour Hydro-Québec Production pour livrer de l'électricité à partir d'une centrale de production à quelques points de livraison va toujours être de soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$)?

R. Pour être sûr, le prix qu'il devra payer?

276 Q. Oui.

R. Oui, il devra payer soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$) comme tout le monde.

277 Q. Et est-ce que je comprends que les coûts pour un nouvel équipement de production d'Hydro-Québec Production qui ne sont pas répartis dans le tarif ne sont pas sujets à un montant maximum?

R. Pourriez-vous clarifier?

278 Q. Si vous construisez un nouvel équipement de production pour le compte, si Hydro-Québec Production construit un nouvel équipement de production, est-ce qu'il y a une partie de ça qui, est-ce que c'est tout au complet inclus dans le tarif sans être sujet à un montant maximum?

R. Non, non, absolument pas. Là, je pense qu'il faudrait juste clarifier ce que vous venez de dire. Hydro-Québec Production construit sa centrale et elle demande à TransÉnergie de la raccorder. Et, là,

TransÉnergie lui charge le soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$). C'est ça que vous voulez dire?

279 Q. Oui.

R. C'est ça.

280 Q. Est-ce que ça peut être plus que soixante-quinze dollars et dix-huit (75,18 \$)?

R. Les travaux, ça ne peut l'être plus que si jamais c'est fait pour la charge locale. Le seul moment où, à ce moment-là, si c'est fait pour du point à point, supposons que Hydro-Québec Production construise une centrale pour exporter ou pour desservir autre chose complètement, là, à ce moment-là, elle est sujette au soixante-quinze et dix-huit (75,18 \$). Donc, TransÉnergie va assumer tous les coûts jusqu'à concurrence de soixante-quinze et dix-huit (75,18 \$).

Tout dépassement devra faire l'objet d'une contribution de la part d'Hydro-Québec Production comme de tous les autres clients qui se retrouveraient dans cette situation.

281 Q. Et comment faites-vous pour tracer la ligne de démarcation, pour décider si Hydro-Québec Production a construit une centrale pour les fins de la charge locale ou pour les fins de l'exportation?

M. MICHEL BASTIEN :

R. En fait, c'est selon les résultats de l'appel de proposition du distributeur qu'on va pouvoir

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

associer

directement une centrale à une décision du distributeur de sélectionner ce fournisseur-là pour alimenter la charge locale. C'est à cette étape-là dans le cadre de l'appel de proposition du distributeur qu'on va savoir si le projet est attaché à la charge locale. Si un promoteur décide quand même de faire son projet sans avoir cet endossement-là du client, du distributeur, donc on va devoir présumer qu'il y a un autre client, donc que c'est à travers la tarification du service point à point que ce client-là va être servi par le transporteur, et donc ça va être les règles applicables à cet égard-là, c'est-à-dire celles qu'on vient de discuter, là, avec des plafonds qui va s'appliquer.

282 Q. Et c'est comme ça que vous tracez la ligne de démarcation pour voir si une centrale de production est dédiée à la charge locale ou à l'exportation?

R. Est-ce que vous en voyez d'autres façons de?

283 Q. Bien, je vous pose la question. C'est de cette méthode-là qu'on trace une ligne de démarcation pour identifier si un équipement de production est consacré à la charge locale ou à l'exportation, c'est ça?

R. En fait, je présume que les gens ne construisent pas des centrales pour turbiner à vide. Et donc, dans cet univers-là, les clients ne sont pas multiples, hein, on parle de la charge locale, essentiellement, aujourd'hui, là.

284 Q. Oui.

R. On parle de la charge locale. Si ce n'est pas la charge locale, c'est des transactions sur des marchés à l'extérieur du Québec. C'est ça les règles en usage aujourd'hui. Donc, c'est nécessairement pour exporta-tion.

285 Q. Et est-ce que Hydro-Québec Production dans ce système-là est un concurrent des producteurs privés?

R. Pour l'alimentation, autant pour l'alimentation de la charge locale que pour les ventes sur les marchés à l'exportation, définitivement.

286 Q. Et est-ce que ce n'est pas exact que les maxima ne sont pas identiques à ceux qui sont applicables aux producteurs privés?

R. Non, non, c'est les mêmes maxima, c'est les mêmes règles qui s'appliquent.

287 Q. Monsieur Chéhadé, je vous amène à la page 36.

LE PRÉSIDENT :

Maître Durocher, je vois que vous allez aborder un autre sujet.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Je me demandais si vous en aviez encore pour longtemps parce que, là, je regarde l'heure avancer et je

me demande s'il y a lieu d'une pause, mais quel genre de pause.

Me ANDRÉ DUROCHER :

J'en ai encore pour un bout de temps, oui. Mais j'en ai...

LE PRÉSIDENT :

De ma position...

Me ANDRÉ DUROCHER :

J'ai fait plus que la moitié de ce que je voulais faire.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça. De ma position, vous êtes... Quand je regarde la pile de feuilles que vous avez dans vos questions, vous êtes... comme ça, probablement la moitié, mais...

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui, un peu plus.

LE PRÉSIDENT :

Vous avez fait un bon, plus que deux heures à date. C'est parce que je me demandais s'il y avait lieu de continuer pour finir votre contre-interrogatoire aujourd'hui, mais je sais que OPG voulait autant que

possible le faire aujourd'hui aussi mais... Hier, on a décidé qu'on ne voulait pas allonger trop les journées pour les témoins et pour les avocats. On va suspendre.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Peut-être que si vous nous laissez suspendre et on pourra parler avec les autres intervenants, comme OPG, pour voir l'allocation du temps.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, vous avez aussi un petit tour à faire à votre bureau.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Oui. C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Alors, on va ajourner jusqu'à midi. Mais après ça...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

J'entends midi et quart, mais si on ajourne jusqu'à midi et quart, tout le monde va chialer parce qu'on finit passer une heure (1 h). Il faudrait être cohérent là-dedans. On s'est assez fait blaster hier, on ne veut pas recommencer ça. Ça fait que discutez s'il vous plaît.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

REPRISE DE L'AUDIENCE 12 h

Me ANDRÉ DUROCHER :

Une question d'intendance qui m'a été posée. C'est que, moi, je n'ai pas de questions pour docteur Orans et maître Tourigny a des questions pour le docteur Orans. Et ce que je comprends, c'est que c'est aujourd'hui la dernière occasion avant une date plus éloignée dans le temps de l'interroger. Maître Tourigny m'a dit qu'il pourrait en avoir pour à peu près trente minutes de questions pour docteur Orans. Je suis prêt à lui céder ma place. Mais pour que ce soit utile, il faudrait qu'on sache s'il y a d'autres personnes à part maître Tourigny qui veulent poser des questions au docteur Orans. Alors, je vous demande de faire, si vous voulez, là, faire un appel à tous pour voir.

LE PRÉSIDENT :

Alors je fais un appel à tous.

Me PIERRE TOURIGNY :

Il est désagréable de devoir aussi, de rappeler que l'autre problème que ça soulève, c'est, est-ce qu'on veut, nous, faire notre preuve avant d'avoir complété notre contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

On veut faire notre preuve avant?

Me PIERRE TOURIGNY :

Est-ce qu'on veut?

LE PRÉSIDENT :

Ah!

Me PIERRE TOURIGNY :

Moi, les instructions à l'heure actuelle, c'est de faire la preuve quand on a fini le contre-interroga-toire. Et ce qui s'applique à moi, ça va s'appliquer normalement à tout le monde. Alors, c'est... Voilà le problème.

LE PRÉSIDENT :

On comprend.

Me PIERRE TOURIGNY :

Et il ne revient que le vingt-huit (28).

LE PRÉSIDENT :

Maître Sarault?

Me GUY SARAULT :

Alors, moi, mes questions vont être adressées au panel en général, il n'y en avait pas de spécifique-

ment désignées pour le docteur Orans. Et si les témoins qui resteront sur le panel sont en mesure de répondre à mes questions, tant mieux; s'ils ont besoin de consulter docteur Orans, bien, on pourra peut-être en faire des engagements. Alors, je m'accommoderai. Mais il y a une chose qui est certaine, je ne veux pas contre-interroger ce panel-là après avoir présenté ma preuve. Ça, ça va de soi.

LE PRÉSIDENT :

Maître Tardif?

Me CLAUDE TARDIF :

Nous avons pour au maximum quinze minutes de questions pour le docteur Orans. Et le reste, bien, c'est avec le reste du panel.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Les questions que nous aurons - Jean-François Gauthier pour GRAME-UDD - seront pour monsieur Chéhadé. Alors, docteur Orans, nous n'aurons pas de questions pour lui spécifiquement.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Pour groupe STOP et Stratégies énergétiques. Nous n'avons pas de questions pour le docteur Orans ou monsieur Priddle. Nos questions sont pour monsieur Chéhadé et, éventuellement, peut-être que monsieur Bastien complétera certaines réponses.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

M. RICHARD DAGENAIS :

Richard Dagenais, ACEF de Québec. Les questions s'adressent surtout au panel d'Hydro-Québec. Il y a une possibilité d'une ou deux questions à monsieur Orans. Moi, je me contenterai d'une réponse écrite à ce moment-là si ça pose problème, ça ne me dérange pas.

LE PRÉSIDENT :

Merci.

Me F. JEAN MOREL :

Peut-être que le procureur de la Régie pourra indi-quer s'il a des questions pour le docteur Orans.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'en ai pas de spécifiques à ce moment-ci pour monsieur Orans, ce qui ne veut pas dire que je n'en

ai pas pour monsieur Orans. Ça va dépendre de la façon dont Hydro-Québec entend répondre aux questions que nous aurons lorsque les intervenants auront conclu leur témoignage. Je constate simplement de l'interrogatoire conduit par Énergie Nouveau-Brunswick ce matin qu'effectivement les témoins sentent le besoin entre eux de référer à l'un ou à l'autre selon la nature des questions qui sont posées. Et je ne peux à ce moment-ci indiquer de façon claire et définitive qu'il n'y aurait des questions qui relèveraient strictement de monsieur Orans ou de monsieur Chéhadé ou de monsieur Bastien, le cas échéant.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous avez des commentaires, Maître Morel? Parce que ce que je comprends à date, c'est qu'on pourrait... Il y a deux parties qui pourraient poser des questions, une de trente minutes, l'autre de quinze minutes. On pourrait faire ça tout de suite. J'imagine que vous seriez d'accord, Maître Durocher, à ce qu'on privilégie les questions à monsieur Orans immédiatement.

Me F. JEAN MOREL :

Oui. C'était une de mes suggestions ce matin d'ail-leurs.

LE PRÉSIDENT :

Oui. Et, là, il semble que les intervenants soient prêts à l'accueillir, en partie à tout le moins, La seule chose que je me pose comme question, c'est, est-ce que, une fois qu'on va avoir posé ces questions-là au docteur Orans, est-ce que le panel va rester ici pour continuer les autres questions ou si on est obligé de tout ajourner au vingt-huit (28)?

Me F. JEAN MOREL :

Non, la journée, la raison de l'ajournement au vingt-huit (28) était l'indisponibilité du docteur Orans à revenir avant cette date.

LE PRÉSIDENT :

Mais ça n'empêchera pas...

Me F. JEAN MOREL :

Maintenant, comme j'ai dit au départ, idéalement, nous aimerions, nous aurions préféré présenter toute notre preuve, toute la preuve dont devait traiter le panel 1 du thème 5 avec le panel comme il est devant vous en ce moment. Maintenant, il y a définitivement des problèmes d'horaire dont je vous ai fait part, peut-être pas assez habilement, ou je ne sais pas, au courant des deux derniers jours, en vous proposant des solutions. Et la Régie, je pense, a préféré rester à son horaire.

LE PRÉSIDENT :

C'est-à-dire qu'on a essayé, nous aussi, de trouver des solutions, mais ça n'a pas eu l'air de plaire à grand-monde. Ça fait qu'on essaie aussi de trouver la solution qui plairait au maximum de personnes sans essayer de faire l'unanimité. Sauf que je veux juste m'assurer, moi, que mettons jeudi, on continue le contre-interrogatoire du panel en l'absence de monsieur Orans.

Me F. JEAN MOREL :

Et possiblement de monsieur Priddle, parce que ce n'est pas tellement une question d'indisponibilité dans son cas, mais c'est une question de le garder ici et l'empêcher de vaquer à d'autres... Et je pense qu'il y a seulement maître Neuman a confirmé qu'il n'avait pas de questions pour monsieur Priddle, et il y a également des coûts inhérents à avoir un témoin expert.

Me ANDRÉ DUROCHER :

Si ça aide au débat, je n'ai pas de questions pour monsieur Priddle, seulement pour monsieur Chéhadé.

LE PRÉSIDENT :

OPG me fait signe que non. ARC-FACEF?

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me André Durocher

Me CLAUDE TARDIF :

Nous avons une question.

LE PRÉSIDENT :

Pour le docteur Priddle. Bon. GRAME-UDD n'en a pas. Groupe STOP-SÉ, non. Alors, on pourrait faire ça de cette façon-là, pragmatique.

Me F. JEAN MOREL :

Oui. Oui, comme deuxième solution parce que, idéale-ment, nous aurions préféré garder notre panel intact.

LE PRÉSIDENT :

Ça, c'est ce qu'on préfère tout le monde.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, oui.

LE PRÉSIDENT :

Mais, là, je pense qu'il va falloir se contenter de ce que la réalité peut nous offrir.

Me F. JEAN MOREL :

Faire des compromis, et Hydro-Québec est prête.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors OPG.

(12 h 10)

Est-ce que je peux juste poser une dernière petite question avant qu'on se fasse assommer par d'autres commentaires? Est-ce que -- pour en finir avec les docteurs Orans et Priddle, est-ce qu'il y aurait lieu de faire un ajournement pour l'heure du dîner ou si vous préférez qu'on continue jusqu'à...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

On n'ose quasiment plus parler de prolongement, après hier, mais...

LE PRÉSIDENT :

Mais je comprends qu'on va avoir quand même de la difficulté à finir à une heure (13 h)... non? Alors, on s'essaie comme ça, parfait.

Me HÉLÈNE SICARD :

Très brièvement, hier, on nous a demandé des copies. Alors, je remets à la greffière les quatre documents qui font partie de la pièce RNCREQ numéro 20 pour qu'elle puisse les distribuer.

LE PRÉSIDENT :

J'ai noté, Maître Sicard, que vous n'aviez pas coté les réponses aux engagements. Pouvez-vous donner une cote?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui, ça a été coté RNCREQ-19, si je me souviens bien, la deuxième fois, quand le deuxième banc est revenu témoigner.

LE PRÉSIDENT :

Bon, si vous dites qu'il y a un numéro...

Me HÉLÈNE SICARD :

Autrement, ça serait 19 et je vais vérifier dans les transcriptions à ce moment-là, pour être certaine parce qu'il semble y avoir un problème d'ailleurs de notes...

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Maître Tourigny, on vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE TOURIGNY :

Je veux d'abord remercier chaleureusement mon confrère Durocher qui me permet une deuxième fois de changer l'horaire et je remercie la Régie de sa patience. Alors, allons-y.

288 Q. Dr. Orans, my name is Pierre Tourigny and I think you know I am here for Ontario Power Generation. And my questions are for you only at this stage. Yesterday, you told us, Mr. Orans, it is at page 149 of the transcript that you were probably given this morning,

and I read what you said when you talked about certain advantages given to long term. It is the small numbers you must look at under the small pages there, 149.

Dr. REN ORANS:

A. Yes, I have it.

289 Q. Okay. You state at the answer there that starts with "Remember", you finish the paragraph by saying:

The standard FERC 888 tariffs all encourage longer term reservations.

And you explain further the priorities given to customers when they reserve for shorter term use are all given the longer term, but it could "too long a term", I think. So you tell us in all jurisdictions, standard practice is in fact to give preference in reservation to longer term over short term?

A. The Oasis system adopted under FERC 888, yes, gives longer term priority.

290 Q. At page 14 of your testimony, you explain, after having explained the rate design and the computation of rates that are used here, and that is where you used the term 12 CP, you apologized, apologies accepted, you mention this 1 CP for annual and local loads and what you nicely call billing determinants for shorter term. That is a difference, you say

there, that is not standard industry practice.
Your very words were, having explained the
difference and the way it was done, 1 CP and
billing determinants, you say, it is the last line
of page 14:

*Other than this minor difference, the
computation of rates mirrors the standard
industry practice.*

So, obviously, I take it that what was done here
does not mirror standard industry practice as
minor as you may want to qualify the difference?

A. Once again, I am going to have to qualify your
statement of what I said...

291 Q. Well, let me qualify nothing at all, "other than
this minor difference", you agree with me that we
had just before discussed the way short term and
long term was set up, the rates?

A. Yes, that is correct.

292 Q. You say "other than this minor difference, the
computation of rates mirrors the standard industry
practice". That is your statement?

A. Yes, that is correct.

293 Q. You use the words "other than this minor
difference", so, obviously, the minor difference
does not mirror standard industry practice?

A. You have made a link between "standard industry
practice" and 888.

294 Q. Did I?

A. Yes, you did. We talked about 888 being the blueprint for a standard industry practice and we have had a lot of testimony around variations around 888, in particular for non-jurisdictional Canadian utilities.

295 Q. Okay. I understand that this is a concept that will evolve and may have evolved in the past. However, when you wrote this, that is not eight years ago, you did not write that when you started in ninety-eight ('98) working on the rates with your client, you wrote that recently; right?

A. Yes.

296 Q. You said that "other than the difference" between 1 CP and billing determinants, the computation of rates mirrors the standard industry practice. Whatever it is, wherever it comes from, 2000, 888, whatever, so, I am saying that the minor difference, the minor difference is 1 CP versus billing determinants; is it not? That is what you meant by this "minor difference"?

A. Yes, that is correct.

297 Q. "Other than that", so, if it is "other than that", it is because the minor difference does not mirror the standard industry practice; the sentence means exactly that, does it not?

A. The sentence is what it says. I will agree with you on that.

298 Q. I beg your pardon?

A. The sentence is what it says. "Other than this difference", the general process they have used to calculate rates is consistent with the industry practice.

299 Q. Okay. I think, yes. It says what it says indeed. Now, you have heard yesterday Mr. Chéhadé, and that is at the transcript, at pages 68 and 69, it is in French unfortunately, it will not help you an awful lot, but he stated about the same subject, the 1 CP, and what he also referred to as a 12 CP but you call it billing determinants again, he says why have we opted for this way of establishing the rates, he says it is simply...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Excusez, Maître Tourigny, vous avez dit 68, 69?

Me PIERRE TOURIGNY :

69.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Mais il y a soixante-six (66) pages.

LE PRÉSIDENT :

Dans HQT-10, document...

Me PIERRE TOURIGNY :

Non, excusez-moi, hier, dans la transcription.

Me FRANÇOIS TANGUAY :

Excusez-moi, j'avais...

Me PIERRE TOURIGNY :

Oui, oui, dans la transcription.

300 Q. He says why have we chosen this way of establishing the short-term rates, it is very simply to encourage clients to always opt for the longer duration rate. That is what he said, it is very simple, that is the reason. That would be the reason for the minor difference that you noticed in your testimony?

A. Yes, I believe that is what he said.

301 Q. I understand also, Dr. Orans, that for short term sales in our context, the capacity offered at any time is whatever the local load and the annual firm service does not take, whatever is not used by local load or by annual, that is what we put on the market for sale?

A. And some is not sold at all.

302 Q. And some is not sold at all. But that is what we offer, only that?

A. Yes.

303 Q. So that at any time, if we have a problem with peak capacity, we just do not put anything on the market, right? Short term, we do not have to put it on the market at all times, you only put what is available, right?

- A. In my own words, if the long-term rates use up all the available transmission capacity, there is no short term to sell.
- 304 Q. That is exactly it. I call a service that -- so that service in fact most probably will not contribute to peak at all because if there is peak demand one day, there will not be any or extremely little short term available on those days?
- A. That is not really how the transmission rate works. We had...
- 305 Q. I am talking about actual capacity?
- A. No, but that is not true. Your factual statement that on peak days there may be no short term is not correct either.
- 306 Q. There may be short term that has been in fact contracted, say, a month before?
- A. That is exactly right.
- 307 Q. If they thought that they could do it?
- A. It may be released. The way it happens in most jurisdictions is most of the incumbent generators, the existing utilities, have obligations to meet their load serving obligations and their transfers across their systems.

They use up the majority of the capacity in a year ahead forward market and they release it as it gets closer to real time if they are not using it. It may be a peak in their domestic market and they still may

be able to release pieces on specific paths. So, it is not necessarily true that the peak loading of the transmission facility results in no release and no short-term sales.

308 Q. Agreed. However, it is always possible not to indeed have any -- if you do not have any loose capacity, you just do not offer it and, therefore, you are not stuck with it?

A. FERC's remedy to this...

309 Q. But is my statement true or untrue? If you think that you...

A. I am going to answer your question.

310 Q. Yes.

A. But it is not a simple yes or no. If it were, I would just give it to you. FERC's remedy to what they call hoarding, the transmission provider gets allocated all the transmission -- the existing utility gets allocated all the transmission capacity and they do not release it, it is called their use-it or lose-it provisions.

311 Q. The old take-or-pay we used to call it in other gas...

A. But the release happens if you schedule for one month ahead. For example, you are buying point to point one month and it is a whole month and it is a block, it is flat. If you come to the end of the pre-scheduled period which is one month prior to when you are going to use it real time and you have not used it, the

transmission provider can offer it for non-firm service and can release it. And that encourages hoarding by the incumbent once they are allocated transmission capacity on behalf of their native loads.

312 Q. Yes, indeed. So that if, by chance, since it is non-firm, as you mentioned, if by chance the peak occurs or the person who had reserved the capacity needs or wants to use it, well then, they just take it back because it is non-firm, as you just mentioned, that has been sold at that point, it is, let's say, secondary capacity?

A. Either that or the person allocating capacity can resell it on the secondary market.

313 Q. Yes, exactly. But typically, short term would tend to be off-peak, there is no question. "Tend to be", I am not saying -- I know what you said, it does not mean it will never be there, but I am saying that when you have congestion, if you have a peak in a system like ours, generally, that is where you would expect to see less capacity available for short term?

A. Actually, the patterns in large hydro systems are different than that. You see a lot of short-term sales for exports during the peak, during the thermo peak of the systems south of you, that are in the summer, and then you see import back in the night. So, you see short-term release in both periods, and sometimes a significant amount in the on-peak period

as well.

314 Q. Yes, indeed. But we are talking about the peak here, peak of our system. I know that PJM may have an enormous peak at one point, that is their system, it is not ours. But for us, short term in our system would tend to be, if you are willing through or you are willing out would tend to be the period where you have the least capacity available. Either it is used to bring in electricity or the system itself is buzzing?

A. For example, let us take the summer period...

315 Q. No, our peak, our peak, I do not think our peak here is summer?

A. But -- oh, I thought you were talking about time of day peaks. So, are you defining peak as one hour during the...

316 Q. No, seasonal peak?

A. So, let's assume it is the coldest day in winter...

317 Q. Yes, exactly, and we are importing, well, massively, as much as we can, you would expect at that point to have very little capacity available for short term?

A. Unless -- I think that is a hard statement to make because you might have bought a lot of capacity that you did not use and so, you are looking at a portfolio decision and then release. And so, I do not think you can conclude there will be more or less short-term sales during the peak period. I do not see it that clear.

318 Q. Well, let's put it another way; you would expect at that point the transmission company to offer less. Maybe there would be a secondary market that suddenly crops up, but typically, you would expect less capacity to be offered by TransÉnergie at that point? No?

A. I mean, if you want to lay a hypothetical -- give me a hypothetical example, I think you can, you can set that up that way, but I do not know enough about the details of TransÉnergie's portfolio of out-of-area contracts, in-area contracts, dispatch and storage, to be able to conclude one or the other.

319 Q. We have seen that the result of the way the rates were computed was to add a premium in fact to short term in the rate. I know that the rates are only maximums, but the rates -- the system is so built that the shorter you go, the more expensive it is, unless it is discounted, understood, but the shorter you go, the more expensive it is; you agree with that?

A. No, I do not agree with that. There is a longer term, more than one year and less than one year, there is a change in cost. But everything less than one year, down to shorter term, there is no change in cost there.

320 Q. You mean by that that weekly is not -- daily is not more expensive than weekly?

A. It depends on the product you are using. If you are

using a wholesale block of energy and you are transporting it over the system and it is defined as five days a week, then, that daily is the same as weekly. If you are using a wholesale block and it is defined as seven days, then, the per-kilowatt/hour energy cost is higher, I will grant you that, but...

321 Q. Yes...

A. ... this match is a week day, business day definition of wholesale block. And on that basis, it is the same cost, everything in from one year in.

322 Q. So if I buy either many weeks or a month, you are telling me that that would be equal to the same thing, four and a half weeks, four weeks and a few days, that is usually what a month is, is going to be the same price as paying the full monthly rate. That is not what you are saying?

A. No. If you are paying -- if you have a block of energy that is thirty-one (31) days, twenty-four (24) hours, that does not match their definition of their wholesale block. They are giving you week days, they are giving you four weeks and five days a week. It matches when you have a definition that is similar to their. Otherwise, if you have a continuous load during the whole hours, you are correct, the shorter term is higher.

323 Q. And is that standard in the industry to load -- well, I say "load", it is a bit unfair, but to ask for a premium for such shorter blocks?

- A. Actually, yes, it is. And actually, in 888, in the original version of 888 before the modifications, and I do not remember if in 888A and 888B, the blocks were defined, as to the best of my recollection, they were by week and they got higher as you went shorter.
- 324 Q. The shortest -- well, the lowest rate would be the annual, the rate for one year though, that would be clearly...
- A. Yes, that is correct.
- 325 Q. You are aware, of course, that Hydro-Québec Production is the only client that actually requested long-term point to point reservations. I do not want to trick you there, it is part of the evidence. If you just go to HQT-13, document 13, page 15, answer to our question R4A, it says, and I translate here for you, "only the production group of Hydro-Québec has requested reservations for point to point long-term service". So, you were not aware of that, I presume?
- A. I might have read it, I did not recall it.
- 326 Q. You did not notice it. And I would suggest to you that, given the automatic renewal provision, it is likely to remain so for a little while at least, won't you agree?
- A. Yes, that is common practice also in BC Hydro, all the long-term reservations for the last three and a half years have all been made by the existing utility to meet their obligations and for export.

(12 h 30)

327 Q. Mr. Orans, you've had extensive experience in various jurisdictions, is it your experience that the accuracy and availability of ATC postings is somewhat controversial in many jurisdictions, there is latitude given to the local but it's often...

A. Yes.

328 Q. ... it is often a problem?

A. Yes; for example, in the Northwest all the way... from California all the way through Canada, half of the existing path ratings, the ratings of the transmission facilities, are not official ratings, there are agreements between two entities about how much power can flow in one direction to another.

329 Q. So you wouldn't be surprised if that were also a bit of a problem in this case, the ATC?

A. I wouldn't be surprised if it weren't an official approved number by NERC for example, or another regulatory body.

330 Q. Yes. And I presume you understand that certain market players like we hope to become soon, may indeed have concerns about transparency and all that so far as ATC is concerned?

A. Yes.

Me PIERRE TOURIGNY :

Merci, c'est tout pour docteur Orans.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Tourigny. Est-ce que c'est maître Tardif, là, qui avait annoncé...

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF :

Claude Tardif, ARC-FACEF-CERQ.

- 331 Q. Je vais poser mes questions en français, donc, si vous voulez prendre les écouteurs. Monsieur Orans, hier vous avez été reconnu comme expert sur la question de tarification du transport de l'électricité, et c'est le statut que maître Morel vous a demandé d'être reconnu devant la Régie, tel qu'il appert des notes sténographiques à la page 48.

Sans être un expert en planification ou conception du réseau, j'ai regardé votre curriculum vitae et j'ai vu que vous êtes ingénieur; quelles sont vos expériences au niveau de la planification et conception du réseau à titre d'expert?

A. I am not an expert in transmission planning.

- 332 Q. Si on consulte votre preuve à la page 14 de la version anglaise, et 18 de la version française, à la version anglaise ça commence à ligne 6 et le texte est * however Hydro-Québec plans + jusqu'à la fin de la phrase et en français, je vais la lire en français, c'est écrit à la ligne 3 de la page 18 :

Cependant le réseau d'Hydro-Québec est conçu pour répondre uniquement à la pointe d'hiver; par conséquent, les coûts du service annuel transport en réseau intégré et de point à point à long terme sont plus fidèlement reflétés dans la méthode du 1 CP.

Avez-vous, vous-même, fait une analyse du réseau d'Hydro-Québec pour faire pareille affirmation?

A. No, I have not, I have just relied on their own testimony and their own expertise.

333 Q. Est-ce que, si des données différentes étaient en preuve devant la Régie, est-ce que c'est exact de dire que si le réseau, on en arrive à le démontrer que ce n'est pas exact cette affirmation-là, que votre témoignage serait différent?

A. I think the data is one factor in determining the appropriate design. So, if the data were drastically different and painted a different picture, for example if the loads were identical during every month on the transmission system, I believe it would change my evaluation in general of the design.

334 Q. Est-ce que vous êtes au courant du règlement 659 qui est en vigueur aujourd'hui? Qui est le tarif de transport actuel.

A. I've seen it referred to, I haven't read it in detail.

335 Q. A la page 2 de votre témoignage, en français et à

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me Claude Tardif

la

page 2 en anglais, à la ligne 7 jusqu'à la ligne 9, vous décrivez le mandat pour lequel vous êtes appelé à témoigner. En français, vous dites :

Mon témoignage vise à évaluer les tarifs de transport d'Hydro-Québec en fonction de la structure actuelle du marché au Québec.

Est-ce exact de dire que la structure actuelle du marché au Québec, le tarif actuel c'est le règlement 659, c'est exact?

A. I believe it is but again I haven't read all the details of article 659.

336 Q. Mais c'est quand même le règlement sur le transport en vigueur au Québec et vous ne l'avez pas lu de façon complète?

A. I haven't read all the parts that pertain to the design, no.

337 Q. Est-ce que vous êtes capable au moins de nous dire si vous savez si le règlement 659 utilise 1 PC ou 12 PC?

A. My valuation of this rate is not based on article 659, I haven't referred to it in this tariff. The information I have about Hydro-Québec's system and its regulation has come from two and a half years of discussions with them on data, et cetera. I have not reinterpreted their own regulation for them, they never asked me to do that and I did not do it.

338 Q. Est-ce exact de dire que vous êtes incapable de nous

dire, selon votre témoignage, si le règlement 659 qui est en vigueur aujourd'hui utilise 1 PC ou utilise 12 PC? Vous ne le savez pas?

A. I don't know about the language referring to 1 CP or 12 CP in 659, no.

339 Q. Et si je vous disais que le règlement 659 utilise 12 CP ou 12 PC, est-ce que ça aurait influencé votre témoignage?

A. No, it would not.

340 Q. Non.

A. I'd like to make that clear. My evidence is based on the factual data that's been presented in this case, not on existing regulation and the terms of the existing regulation.

Me F. JEAN MOREL:

Et en toute justice pour le témoin, peut-être que mon confrère pourrait lui indiquer où dans le règlement 659 on parle de 12 CP.

Me CLAUDE TARDIF :

Je faisais la présomption que c'était ça, si vous... je voulais avoir un argument, c'est un expert donc il aurait pu nous dire, s'il le savait : * non, Maître tardif, c'est pas ça +. Je verrai, avec ma preuve, à faire la preuve qu'on veut bien faire mais on a un témoin expert, je lui demandais qu'est-ce qu'il en pensait et ce que j'ai compris, il a répondu. On

n'ira plus loin là-dessus, là.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais il ne semble que de toute façon le témoin a dit qu'il n'en avait pas une bonne connaissance du règlement 659, donc vous avez dû faire appel à une hypothèse qui est tout à fait légale pour le contre-interrogatoire d'un témoin expert.

Me CLAUDE TARDIF :

C'est exactement le chemin qu'on a choisi.

Me F. JEAN MOREL :

C'est une supposition, quoi?

LE PRÉSIDENT :

C'est une hypothèse.

Me CLAUDE TARDIF :

C'est un témoin expert.

LE PRÉSIDENT :

On a le droit de poser des questions hypothétiques à un témoin expert. Alors, c'est une hypothèse, il ne dit pas que le règlement 659 est essentiellement un 12 CP, il dit juste * si c'était un 12 CP, est-ce que vous changeriez votre témoignage? +, le témoin dit non.

Me CLAUDE TARDIF :

C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Bon, c'est tout à fait légal comme question.

Me F. JEAN MOREL:

Oui, c'est compris comme ça, tant mieux, oui.

Me CLAUDE TARDIF :

341 Q. A la question 18 de votre témoignage, à la page 15, en anglais, qui se termine au bas de la page, je vais vous lire la version française qui est à la page 18, on dit ceci -- excusez, je...

A. Excuse me, can you refer over to me the question?

342 Q. Oui, je vais vous référer. C'est à la page 20 de la version française, lignes 3 et 5. En anglais, je n'ai pas fait le... je n'avais pas prévu qu'on allait passer aujourd'hui, vous m'excuserez.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Quelle question?

Me CLAUDE TARDIF :

C'est la question 18 à la toute fin, c'est à la page 15 en anglais.

M. FRANÇOIS TANGUAY:

Page 15, halfway through.

Me CLAUDE TARDIF :

343 Q. Le texte en français c'est ceci : *Enfin...*

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant que le témoin essaie de se retrouver dans ses papiers, là.

Me CLAUDE TARDIF :

Oui.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

It seems to be question A-18, answer A-18.

Dr. REN ORANS:

A. Yes, I have it.

Me CLAUDE TARDIF :

344 Q. Je lis le texte en français, Monsieur Orans.

*Enfin, la proposition est équitable parce qu'elle minimise -- et j'insiste sur le mot * minimise + -- l'impact des tarifs sur les clients de charge locale pour lesquels le réseau a été initialement construit. Pour calculer les tarifs des clients de charge*

*locale, sans la proposition d'Hydro-
Québec, il faut soustraire des revenus
requis total les revenus du service de
point à point annuel utilisés
essentiellement pour Hydro-Québec
Production pour ses activités
d'exportation et achats/reventes.*

Vous êtes d'accord jusqu'ici? Oui. Selon vous,
est-ce que la proposition d'Hydro-Québec serait
encore équitable si les tarifs de point à point
annuels sont sous-évalués par exemple en-deça de
son coût?

A. The context of this statement is in the evaluation
of designs as a whole and their allocation to
network service and point to point.

345 Q. O.K.

A. From the evidence we've seen so far, the proposal
tendered by Hydro-Québec and supported by the
whole panel did not, based on the estimates going
forward, shift a significant amount of money
between existing customers.

346 Q. Dans votre évaluation du tarif ou de la
proposition d'Hydro-Québec, est-ce que vous avez
évalué si les tarifs de point à point annuels
étaient justes?

A. The point to point rates are based on a 1 CP
allocation between network service and point to
point service. I believe that, given the evidence
presented yesterday morning, that's a fair

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me Claude Tardif

allocation.

347 Q. Basé sur la preuve que vous avez entendue hier.

C'est

ce que vous nous dites?

A. Yes, that's correct.

348 Q. A la page 22 de la version française de votre témoignage, à la question 22, on dit ceci, la réponse :

Le réseau de production hydraulique centralisée au Québec s'appuie sur un modèle d'échange bilatéral; parmi les juridictions similaires, on trouve la Colombie Britannique ainsi que la région pacifique nord-ouest des États-Unis.

Pourriez-vous indiquer à la Régie si l'implantation du concept de GRTA en Colombie-Britannique, et vraisemblablement par Bonneville Power Administration, a influencé ou non la décision de cette juridiction d'utiliser le contrat-type de la FERC?

A. Could you restate the question, please?

349 Q. Pourriez-vous nous dire si l'implantation du concept de GRTA, "GRTA", en Colombie Britannique, et vraisemblablement par Bonneville Power Administration, a influencé ou non la décision de ces juridictions d'utiliser le contrat-type de la FERC?

A. When you say "these jurisdictions", are you referring to Hydro-Québec or the Pacific Northwest?

350 Q. Je réfère à Colombie Britannique et à Bonneville

Power Administration. Je comprends, Docteur Orans, que... je comprends qu'en Colombie Britannique on a utilisé le modèle du contrat de la FERC, jusque là je serais correct?

A. You've asked a very broad question so I'll give you a broad answer and you'll see if I've got...

351 Q. Go on.

A. ... exactly what you need and then follow up if I didn't give you what you need.

352 Q. O.K. Très bien, allons-y.

A. The GRTA issue in British Columbia, in two cases, was a big fight between Bonneville and BC Hydro. Bonneville is a very large non-jurisdictional utility in the Pacific Northwest, that owns sixty (60) to seventy (70) percent of the transmission and for years Bonneville had not included any of the -- or, I'm sorry, had included all the GRTA assets, the step-up transformer, the lines going to the generators, in their transmission revenue requirement. So, BC Hydro, on a comparable basis went into the BCUC and said Bonneville is doing it, other utilities in the U.S. are doing it under FERC... that are FERC jurisdictionals, and they had this case not before FERC because FERC didn't really care about it, it was a non-FERC issue, it was really a local jurisdictional issue on...

353 Q. Okay.

A. ... what was fair and equitable for cost allocation.

And what it came down to is this very difficult decision because really the value of the Hydro assets are worth nothing without the transmission, and the value of the transmission is worth nothing without the Hydro.

And the question that Commissioner Jackard and subsequently professor Paul Bradley who was the next commissioner really wanted to know was what's the relative value of the two pieces, he wanted to know what's the value of the transmission to the loads, if the load were going to pay for it, how much, what's the value and what's the value of the generations to the loads.

They were looking for a good justification on why they could match Bonneville. They didn't see any good Canadian reason why they shouldn't allocate it because they were basically making their generation more competitive relative to the U.S. generation by pulling it away from the generators.

BC Hydro could not find -- these are joint costs -- could not find a suitable way to give the value of the Hydro without the transmission, it's worth nothing, and the value of the transmission without the Hydro.

So, based on that, they said: Well, if you can't present the evidence at this time, we can't allocate it to transmission, we're going to have to take the GRTAs and allocate them -- which were radial long high voltage transmission -- to the generators.

Even though Bonneville continues to allocate the whole set, the step-up and the radial line -- the radial transmission like from Grande Coulée Dam down to Portland, all to the transmission function. So, I don't know if that's giving you exactly what you wanted but...

354 Q. Est-ce que je comprends bien votre témoignage -- je recommence -- est-ce que je comprends bien votre témoignage en disant que si on a utilisé le concept de GRTA en Colombie Britannique, c'est en raison de circonstances particulières en Colombie Britannique, une situation qui se vivait là en Colombie Britannique, et ça n'a rien à voir avec le fait qu'on avait utilisé le *proforma* tarif. L'ordonnance, on voulait être conforme à l'ordonnance 888?

A. Yes, that's correct; in their first case they thought the pricing really did have to do with 888 and they realized through the processing of their second case that they could pretty much do what they needed to do for domestic reasons, on pricing and rate allocation, as long as the terms and conditions of the tariff preserved comparable access.

355 Q. Pourriez-vous identifier les réseaux de transport qui utilisent la méthode de 1 PC, tout particulièrement les réseaux hydroélectriques?

A. I don't know of another large hydro Canadian system that has as strong a winter peak as the one we've seen here. The other systems, as I mentioned, in BC Hydro and in Ontario have much closer winter and summer peaking and they use twelve (12) months to do the allocation and the billing determinants, both.

356 Q. Est-ce exact que si je comprends bien votre réponse, vous ne connaissez pas de réseaux hydroélectriques qui utilisent la méthode 1 PC à l'exception d'Hydro-Québec? Que la proposition d'Hydro-Québec.

A. Any other large Canadian hydro jurisdictions, as I mentioned previously, PJM, which is a very large trading area uses it for their whole system and recently had that modified by FERC and FERC processed extensive language of which I need to submit back to people for a reference I mentioned earlier, saying they basically did not care about the modification and if it tracked-cost better, that was fine with them, it didn't impinged on comparability at all.

357 Q. Merci, Docteur Orans. Monsieur Priddle, est-ce qu'on peut aller en français, vous parlez un français excellent, je vous en félicite d'ailleurs. Est-ce que j'ai raison de croire ou pourriez-vous confirmer l'affirmation que je vais faire, que votre témoignage porte essentiellement

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THEME 5
HYDRO-QUÉBEC
C-int. Me Claude Tardif

sur l'acceptabilité

réglementaire et tarifaire des choix de méthodes qu'Hydro-Québec a utilisées à savoir le 1 PC, le coût moyen, le tarif timbre-poste, est-ce que l'objet de votre témoignage là c'est de venir confirmer que c'est des méthodes qui devraient être utilisées devant la Régie dans ce dossier-ci, est-ce que c'est ce qu'on doit comprendre de votre témoignage?

(12 h 55)

Mr. ROLAND PRIDDLE:

A. I think that is a reasonable generalization, Maître Tardif. Now, regarding the MPC, the feature in gas transmission which corresponds to 1 PC is basically to allocate all costs to the peak because the objective, of course, in running a gas transmission system is to have it fully contracted by the users. So, everybody shares the costs of the hundred percent (100%) capacity. The hundred percent (100%) capacity corresponds to the peak capacity of the pipeline.

358 Q. Docteur Priddle, est-ce que vous avez vérifié, vous, la conception du réseau, la planification du réseau, l'utilité du réseau d'Hydro-Québec avant de faire une comparaison avec qu'est-ce qui se passe dans le domaine gazier?

A. No, Maître Tardif. I have a general understanding of the Québec electricity transmission system. I was briefed on, and have read, the relevant parts of the application and I have then looked at the gas transmission system as it is regulated in Canada and

have found many parallels, but I have not brought to bear any technical expertise in the area of electricity transmission.

- 359 Q. À la page 10 de votre témoignage en français, vous avez relevé dix points, et j'y vais en français :

Les options alternatives à la conception tarifaire basée sur le coût moyen, les options protégeraient les expéditeurs actuels de certains ou de tous les coûts supplémentaires associés à ces nouvelles installations. L'Office a considéré que les payeurs des tarifs actuels n'ont aucun droit acquis mais simplement un droit de prestation de service.

Est-ce exact de dire que, dans le domaine de l'électricité, les payeurs de tarifs actuels peuvent prétendre à un droit acquis?

- A. I cannot really comment on that, Maître Tardif, because my expertise is not in the area of electricity transmission. I am simply quoting the decisions of the National Energy Board in GH5-89 and in many other decisions to the effect that existing toll payers do not have acquired rights.

- 360 Q. Je vais essayer avec un autre paragraphe, le paragraphe 3 par exemple :

La formule de la contribution en capital proposée par l'APC aurait pour effet de dresser des obstacles à l'entrée de nouveaux participants sur le marché, la concurrence serait alors limitée et donnerait un avantage concurrentiel abusif aux expéditeurs existants.

Est-ce exact de dire que, au Québec, il n'y a pas d'obstacles à l'entrée de nouveaux participants sur le marché et que la concurrence serait alors limitée et donnerait un avantage concurrentiel abusif aux expéditeurs existants, ça ne s'applique pas? On ne peut pas comparer ça avec la situation actuelle au Québec, ou comment vous la faites cette comparaison-là?

A. Now, Maître Tardif, I did not really hear a question there. Would you formulate that as a question?

361 Q. Est-ce que vous êtes capable de nous dire, au Québec, si on a un problème, qu'on pourrait avoir des problèmes avec des nouveaux participants sur le marché? Est-ce qu'il y en a des nouveaux participants sur le marché qui s'annoncent ou qui sont là? Est-ce que vous avez été avisé de ça?

A. I am not aware of any but, Maître Tardif, I am not expert in the matter of the use of the Québec electricity transmission system.

362 Q. Comment vous qualifiez le marché de gros au Québec dans le domaine électrique?

A. Again, Maître Tardif, I must preface the remarks that I make with the comment that I am not expert in the area of Québec electricity transmission. My impression is that electricity transmission will for a time be dominated by Hydro-Québec Production, but there are other users of the system, I think about New Brunswick Power, and I see the Québec system like many other systems in North America, the Québec electricity transmission system in the course of a transition which might take place over many years towards one where, obviously, Hydro-Québec Production will still dominate, but where there will be other users of the system in terms of number and proportion of the system used by others.

363 Q. Thank you. Merci.

CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAIS :

Richard Dagenais, j'aurais effectivement quelques questions que je pourrais poser immédiatement.

Alors, j'aurai donc quelques questions pour monsieur Priddle.

364 Q. J'aimerais savoir, quels étaient les objectifs poursuivis par l'Office national de l'énergie en acceptant un mode de tarification qui était différent pour l'exportation du gaz?

Mr. ROLAND PRIDDLE :

- A. I am not sure that the "tarification" for exports is properly characterized as different from the tarification for domestic deliveries. Each one is based on the concept of a zone and, as I have explained in my evidence, each zone of TransCanada presents a postage stamp. Therefore, the gas transmitted from Alberta to Sarnia, let us say, pays the same toll as gas transmitted from Alberta to la ville de Québec.

So, there is a postage stamp effect there and there is in effect no cost to transmit the gas from Sarnia to Québec City at no additional cost, even though some of the flow of the gas would actually be across Ontario and Québec from Sarnia to Québec City. Each export point is treated as a separate zone and the toll to that export point is treated as a volume distance toll.

So, we have one large eastern zone for purposes of domestic deliveries in the way I have just described and then, you have a number of delivery points, Niagara Falls, Sabrevois, Québec, for example, each with a different toll, but each counts as a zone. Now, in principle, therefore, the toll design for each zone is the same. The resulting toll will be different, it will be higher for Sabrevois than for

Niagara Falls.

The practicality here is that the Board resisted proposals for a single export zone toll, a toll which would be the same for exports made in Southern Ontario or in l'Estrie du Québec because that would in effect provide free transportation for Canadian gas within the United States. It would have the effect of transporting gas free between, let us say, an export point in Southern Ontario and a Québec export point. And that was seen as undesirable from a national interest standpoint.

So the, if I may use the word, cross-subsidy effect of the postage stamp eastern toll zone for domestic deliveries was found to be acceptable since now twenty-eight (28) years on grounds which I numerated, geography and economics and policy and historical practice, whereas a change to a single export zone rather than multiple export zones was considered not to be in the public interest because it is acceptable evidently in the view of the National Energy Board to have a degree of cross-subsidization in terms of domestic deliveries, but not in terms of export deliveries. Excuse that very lengthy response.

365 Q. Est-ce que vous pouvez me donner un exemple concret de tarification dans le transport du gaz dans le cas de TransPipeline, par exemple, est-ce que vous avez

les données exactes de ce qui est appliqué pour le volume versus la capacité réservée?

A. Do you wish a comparison between domestic and export deliveries?

366 Q. Pour le domestique, si vous avez les tarifs exacts.

A. Well, the tariff is a two-part tariff: a demand charge which reflects all of the fixed costs of the system and almost all of the costs of gas transmission, like of electricity transmission, are fixed. So you have a monthly demand charge and a very small commodity charge which might be, say, one percent (1%) in proportionate terms to the demand charge.

So, you have a two-part toll. The shipper supplies the gas required for compression to provide the energy to move the gas through the pipeline. That is a little bit equivalent to the losses in an electricity transmission system. So that compression gas cost is not part of the modern TransCanada toll, it was eliminated about a dozen years ago.

So, you have a monthly demand charge which does not vary whether you ship or do not ship. So it gives you a strong incentive always to use the volume of capacity that you have contracted for and you have a very small commodity charge which is related to the volume shipped. The present demand toll is probably

roughly equivalent from Alberta to the eastern zone to about, I would guess, ninety-five cents (95 ¢) a gigajoule, and so about a dollar (\$1). A million (1 M) BTU, the commodity toll will be one or two cents (1/2 ¢).

367 Q. Il n'y a pas de surcharge lorsque c'est livré en pointe, par exemple, c'est vraiment un tarif moyen qui s'applique?

A. No, there is no peak charge. The pipeline, as I explained a few minutes ago, I think to maître Tardif, is fully contracted at all times. Well, all of the costs, all of the fixed costs of the pipeline are borne by all of the shippers. So, there is no peak charge for contracted shippers.

368 Q. Concernant les contributions pour les immobilisations, les nouveaux branchements au réseau de gaz, est-ce que j'ai bien compris à l'effet qu'il n'y avait pas habituellement de contribution exigée des nouveaux clients et que, peu importe le coût finalement de branchement, c'était intégré dans la base tarifaire?

A. That is correct, Sir, in accordance with the principle of rolled-in or the use of imbedded costs, the totality of imbedded costs to derive the pipeline charge, the pipeline toll. The only exception, Sir, is one that I have drawn attention to, where some special service is provided to a shipper by way of higher than normal delivery pressure. Providing

pressure in a pipeline involves a capital cost. And where a particular shipper requires an extra high pressure at the delivery point by TransCanada, that is the receipt point for the on-going transmission, generally at the international boundary, then, there would be a special allocation of cost for that.

But with that small exception, and there are perhaps half a dozen such exceptions on the very large TransCanada system, all costs are rolled in. So, whether the cost of a new service is higher or lower than the average cost of transmitting the gas, the toll is the same for all shippers existing and new.

369 Q. Et si un projet, par exemple, visait uniquement l'exportation, est-ce que ce serait le même traitement, c'est-à-dire tous les coûts de branchement seraient intégrés dans la base tarifaire même si ça visait uniquement l'exportation?

A. That is correct. The principle of non-discrimination applies to exports as well as to domestic deliveries. And the system of zone tolling, large geographical zone tolling for domestic deliveries and point zone tolling for export deliveries has been found by the National Energy Board not to be discriminatory against exports.

370 Q. J'aurai deux questions pour monsieur Orans. Suite à la question du dernier intervenant à la question

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

Panel 1 - Thème 5
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. M. Richard Dagenais

de savoir, est-ce qu'il y avait des réseaux
hydroélec-

triques qui utilisaient la méthode 1 CP ou 1 PC.

Vous avez référé à PJM. Est-ce que PJM est un réseau hydroélectrique?

Dr. REN ORANS :

A. No, I said, I think I said, and I misspoke if I did say it was a hydroelectric, it is a thermo-generation driven area and it uses 1 CP. I did not know of any Canadian large hydro facilities that use 1 CP.

371 Q. Et aux États-Unis, est-ce que vous êtes au courant s'il y a des réseaux hydroélectriques qui utilisent la méthode 1 CP ou 1 PC? Est-ce que vous êtes...

A. I believe in the presentation given yesterday, my colleague could answer directly, they have listed a number of utilities that they have reviewed that do have some small hydro facilities, that do use 1 CP.

372 Q. You think so? Vous pensez?

A. I have no reason to doubt their findings.

373 Q. Mais hier, on ne nous a pas indiqué que c'étaient des réseaux hydroélectriques. Selon vous, il y a dans les exemples qu'on nous a donnés des réseaux hydroélec-triques, c'est bien ça, principalement hydroélec-triques?

M. MICHEL BASTIEN :

R. La réponse, c'est non. Dans les exemples qu'on a donnés, il n'y a pas de réseaux principalement hydroélectriques.

374 Q. O.K. J'avais mal compris. Dernière question pour monsieur Orans. Dans votre témoignage, en HQT-10 document 4.1 en page 11, vous indiquez qu'un objectif principal de la tarification, ça vise à éviter que les coûts moyens soient transférés sur les usagers existants du réseau de transport, donc éviter les subsides croisés. J'aimerais savoir si, dans votre évaluation finalement de la proposition d'Hydro-Québec, vous avez des preuves à l'effet qu'il n'y a pas de subsides croisés par exemple en faveur des exportations pour pouvoir conclure que le tarif est juste et raisonnable?

Dr. REN ORANS :

A. Yes, I do. Based on the 1 CP numbers we spoke of yesterday, I believe that the cost allocation between network service and point to point is fair.

375 Q. Mais ma question, est-ce que vous avez une preuve à l'effet qu'il n'y a pas de subsides croisés en faveur des exportations?

A. By using a 1 CP method, we have allocated the cost on a fair basis to network and point to point customers. That, in my definition or my interpretation of cross-subsidization means there is no cross-subsidization. I would like to point out also the larger context of this decision. If you look to the jurisdictions around you, New York, New England, PJM and Ontario, they are all proposing to move consistent with the

FERC model their large pools, basically to shift the burden of collecting the imbedded costs of the system to the loads.

The system was built for the loads. The loads continue to own the majority of rights on the system and those systems, we are seeing the majority of all the costs are collected from the loads or from a scheduling coordinator on behalf of all the loads. So in those systems, the allocation between exports and domestic is shifted way further than you are proposing to move here.

I do not know if you remember the bar chart that was presented in the presentation earlier, yesterday morning, but that bar chart showed the difference on the left side between 1 CP and 12 CP, in terms of allocation to point to point. And if I remember the numbers correctly, there were approximately two hundred and eighty millions dollars (\$280,000,000) on a 1 CP method, allocated to point to point, and eighty millions dollars (\$80,000,000) more than that if you use 12 CP.

Now, on the right-hand side of the column was what happens when you charge export a dollar per megawatt/hour, and that was about forty million dollars (\$40,000,000). I do not know if the

congestion costs in these other systems are larger or smaller than a dollar (\$1) per megawatt/hour. I know last year, for example, in PJM, the costs of congestion were significantly below and this is in their two thousand (2000) report, one half of one percent (0.5%) of the total imbedded costs of the system.

So, in PJM, in that large system, that is potentially a trading partner here, and in New York, the numbers are on a similar basis, they are much lower than one percent (1%). Ninety-nine percent (99%) of the imbedded costs are allocated to loads or domestic use. About one percent (1%) of the fixed costs are paid on the generators for exports and through, so in this system where I believe it is fair and it is a substantially larger portion than in all the neighbouring systems.

376 Q. Juste pour vérifier. À ce moment-là, la définition de tarif juste et raisonnable ne réfère pas nécessairement directement aux coûts propres à chaque type de service mais plutôt à une répartition des revenus finalement entre les usagers du réseau, c'est ça, donc on ne réfère pas directement aux coûts propres à chaque client mais plutôt à une question de partage des revenus requis, c'est ça? C'est ça votre conception du tarif juste et raisonnable?

A. I am assuming that we do not have a way to take a

kilowatt/hour or a kilowatt of export power and a kilowatt/hour or a kilowatt of domestic use power and allocate all of the facilities throughout the whole complicated grid to each function. So I am assuming it is a pooled large system and we need to use a practical allocator to develop the cost of each system based on the relative use of that large complicated system.

377 Q. Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Monsieur Tanguay?

(13 h 15)

INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

378 Q. We're getting near the end; a couple of questions. I'll refer you to page 4 of your testimony, on top of the page. Basically, just that little one line there that says "Network integration and point to point" and "both services are non-geographically differentiated". Are these tariffs, point to point and network integration, usually the same?

A. No, the actual terms and conditions are quite a bit different and the rates are usually different too because they use different billing determinants. The main difference is that the point to point rate is, we call a reservation system, so I reserve a whole block for a period and it's take or pay.

The network rate is a pay-as-you-go system, so it's monthly and you pay a little ratio share of whatever your monthly usage is of the residual revenue requirement. So, they're very different terms and conditions associated with both uses.

379 Q. So how would you qualify Hydro-Quebec's proposal with regard to what you said in the present case?

A. It's got a pretty much standard point to point rate and it's got a standard network rate, both of them are non-geographically differentiated. The point to point rate is pay as you, is reservation and then the network rate is pretty much pay-as-you-go although there are no network customers.

380 Q. But they are the same, if I read my numbers right, are they?

A. The tariff proposal has the same rate, yes, that is correct.

381 Q. So they are not different.

A. Yes, and as I mentioned yesterday, as I see this rate design it is most easily seen as currently there are no network customers so what we are really worried about is how much should the point to point use pay as a fair share of the system and that is pretty much determined on the 1 CP allocation straight out. And then the residual just goes basically into the whole pot that is used for domestic service and domestic loads potentially could pay something equivalent to network.

382 Q. Page 10. Initially, Hydro-Québec had network integration, where they actually integrated native load and then they separated native load. Why, in your opinion was that done? For example, in the States I know it was done outright in some cases, I think in Pennsylvania, I am not sure, a couple of places where it was done outright, Hydro did not do it, I think, at the outset or did they? And then it was taken out as a separate identify, sort of.

A. I can tell you about the experience in the States for the utilities I know and my colleagues can probably tell you about why they did, why they changed their position. In 888, you'll see...

383 Q. What I am saying, by the way, is that native load was under network integration for a while and then separated, if I understand it well. So, anyway, go ahead with your...

A. There's a big fight in the States about federal regulation versus state regulation, which we've already talked about.

384 Q. Yes.

A. FERC didn't want to overstep its bounds here to removing all jurisdiction of local regulators to decide how much domestic load should pay for transmission, and that was a cost allocation issue. So they said these wholesale tariffs in 888, point to point network, are for wholesale, you don't have to use them at all for your retail service, in fact, you

don't even have to match the costs if you don't want to. So, it has basically turned the existing utilities, you know, to their own regulators to make sure those costs are just and reasonable and fairly allocated.

385 Q. Okay. So it was basically a matter of territorial bounds, the FERC not wanting to step into the local turfs?

A. Yes, that's the way I see it; and the other thing people were worried about is FERC mandating retail access with this or are they just extending the wholesale language that they had developed in the gas proceedings, you know, ten years earlier and they really said, really, we're doing the wholesale market competition rather than retailing access.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bastien, Monsieur Chéhadé, est-ce que ma lecture est erronée?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Légèrement, oui. Je pense qu'on a déjà soumis en preuve que les raisons pour lesquelles Hydro-Québec, c'est-à-dire que l'alimentation de la charge locale se faisait sous le couvert d'un service de réseau intégré, c'était pour des fins administratives internes à Hydro-Québec pour clarifier des choses en terme de qui fait quoi et qui a le droit à quoi, mais

ça n'avait pas de portée légale ou juridique, ou externe à Hydro-Québec.

Parce que le contrat de service de transport, notre compréhension ne s'applique qu'à des autres, qu'à des tiers dans le cas des points à points et même à Hydro-Québec lui-même dans ses activités de production pour ces activités-là, et ces termes-là sont prévus dans le contrat de service de transport de la FERC de même qu'à des clients potentiels du réseau intégré, que ce soit MacLaren ou des réseaux municipaux. Donc, on l'utilisait comme un encadrement administratif plus que... on n'avait pas l'intention de lui donner une portée juridique.

386 Q. Non, je ne pense pas ça mais, éventuellement, donc, j'imagine que vous avez fait le ménage comme vous dites, vous avez... parce que vous avez pris la décision de le sortir...

R. Bien, c'est-à-dire, le ménage, il se fait assez facilement, le ménage il se fait à travers la Régie de l'énergie, c'est-à-dire qu'on n'a pas besoin à l'interne d'un encadrement administratif étant donné qu'on a un encadrement juridique beaucoup plus large maintenant qui est la décision de la Régie et ce qu'elle va approuver au niveau des tarifs et qui va être évidemment intégré dans les processus internes de l'entreprise, dans les budgets puis dans les différentes décisions qu'il y a à prendre à

l'intérieur de l'entreprise.

- 387 Q. Coming back to you, are you aware of jurisdictions in the United States that are similar to what we're talking about in the sense, besides the fact that they are... of what you said before?

Dr. REN ORANS:

- A. Oh yes. All over, you are seeing jurisdictions that don't -- haven't already gone to restructuring with pools, New York, PJM, governments, both the governors of the states and the legislators are passing laws basically stopping FERC movement into their territories and part of that is transferring of generation assets, selling them off. Part of that is expanding transmission interconnectiveness. So, there's a big pushback in the States of "look what FERC did to California", that's the interpretation, at least in the Pacific Northwest, of some of the politicians.
- 388 Q. Okay, one more broad question, even though it's related to what we have in front of us, is Montreal has virtual point of enter and delivery and I would like you to elaborate on that in the sense that it is literally a virtual point, it does not seem to have a geographical sense in a tariffication sense.
- A. This is always a problem for big large hydro systems, it is a problem for BPA, Bonneville Power Administration and it is a problem for BC Hydro. They

ca not identify the point that the kilowatthours are generated for export or consumption. So they tend to take a portfolio perhaps, they say, if specified they will say it is from this group or this large group.

In this case you've got one point, other systems have large points. BC Hydro, for years, just said "we deliver this at our border to the States", and their point was at their border, it was not in Vancouver or Victoria or anywhere else, it was right at the border.

Bonneville Power, that owns the lower part of the Columbia River, coming down from the North, their proposal is under these new tariffs and they don't have a full formal 888 tariff either, as a non-jurisdictional, they want to propose a bundle of dams and facilities as a large point of injection so can they have the flexibility to move between them at all times.

389 Q. Yes, okay, so the loop around Montreal, to you, would make sense because it would resemble that bundle, I guess?

A. That sounds like it could be a large load pocket, that would make sense to define as a single pocket. Remember, this is a wholesale tariff, we are not talking about what happens to the lower voltage line, so if I can characterize the use of the bulk system

by the loop around Montreal and I don't harm the operation in any way then that would suffice. Again, I don't know the details of this system.

M. FRANÇOIS TANGUAY:

No, I just wanted a broad outlook. Thank you.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne.

M. ANTHONY FRAYNE :

Good morning or good afternoon; and I will limit myself to one question in that context.

390 Q. Doctor Orans, I think several times that you have mentioned that the prices in this rate design, the tariffs are maximum tariffs. And so I would just like to get your thoughts a little bit to elaborate on the paragraph you have in your testimony. This is on page 16 of your *mémoire*, your testimony, it's the second paragraph and specifically line 19.

You say that:

This discounting policy is important to Hydro-Québec because there are times when the full average embedded cost-based transmission rate could be so high as stifle

trade.

I am looking at this from a point of view of the overall rate design and I don't want doctor Bastien saying "this is theme 6" because I see it as, if we look at discounts as part of an overall rate design, that is what we are talking about here, I wonder if you would give your thoughts a little bit what should be the discounting policy for a utility with the characteristics of Hydro-Québec. Could you give us any pointers as to what you think an appropriate discount policy would be?

- A. Well, you want to worry about several things, I mean, you want to worry about that the price always covers the variable cost of the transaction. So, in Hydro-Québec's case their variable cost of their transactions are mainly provided through ancillary services and the person that is responsible for purchasing transmission services in this case would have to buy losses, scheduling.

So, I think that's mainly covered in effect that they have the ancillary services now unbundled. So, I do not think the floor is as much an issue; when we proposed the floor in BC, we had a floor of a dollar (\$1.00) and two dollars (\$2.00) for firm and non-firm. This was very early on in the 888 process, we did not have a good handle of what the variable costs

of scheduling and dispatch services and RSPC, et cetera. So, those are handled already.

The difficulty you have and you do want to have flexibility, so you want to give them the flexibility to, day after day, somebody who is watching the Oasis system and seeing if they can sell more or less, you cannot take the pool price like yesterday in New York and some proxy cost of dispatch here and just say it should be one third of that or one half of it.

In BC we developed, and I do not know if you are familiar with that, we developed a formula that was one quarter, this was five years ago, of the difference between the cost of gas in Alberta and the price at mid-Colombia, which was basically a shipper going through BC.

And why was it one quarter? We thought maybe there were four parties involved, two generators, one shipper, one marketer, as a proxy, and we said for the first month that it was in operations, why don't we use that. Now, the price happened to be, their full embedded cost-based rate was about six mills, let us call it, or six dollars (\$6.00) per megawatthour and this proxy ended up, when we looked at it at the end of the year, at about two and a half bucks (\$2.50).

And what the BC Hydro transmission folks said who were operating in the system is it's preventing me for making more money, sometimes. It's even though, for example, and I said when is it, when does it not work and they said well, when the both prices are really high as they are now, it's preventing from getting the full embedded cost-based rate, I would just pin it up at six bucks (\$6.00) and I would give full subscription for everything I release.

So, the BCUC, in its second decision said, well, why don't you go ahead and get rid of the index, we will give you the authority to do that, why don't you report back to us on some interval, either send us reports or update us or something on what you're doing and if you need any modification or what the system is, because we don't want to have to worry about discrimination due to discounting.

And that hasn't been a problem at all, the Oasis system that is set up and the discounting rules and everything else have been transparent. So, even no third parties are, you know, are claiming blatant discrimination on access and use.

And pretty much, on a day... it is your job on a daily basis to basically fill up the capacity. You know whether yesterday your price was too high or too

low, so, on a repeated sense, they are pretty close to the right answer, they adjust it up and down by season without the need for a rigid formula. But the BCUC was concerned about reporting to see just how much was collected.

391 Q. And when would you see the discounts being applicable, broadly speaking?

A. I think, you know, any time there is an opportunity to sell more that is being released and if there is not discounting I would question, well, if the discounting happened, whether they have encouraged it, you ca not conclude just because there was available transmission capacity that it would have been sold had you discounted the price, you sort of have to have both evidence, you have to have the quantity and the price stream, you look at the relationship.

392 Q. And the final subsection, I guess, of my question. Would you have any thoughts on which rates should be discounted, are we talking here about long term rates, short terms rates, firm rates, non-firm rates, or it all depends?

A. I think short term rates starting from the shortest and going up to a year. My problem with the long term rate is, in the ideal world, if you knew everything for certain, you could discount long term rates too, why not, if I could attract another producer and they would fill up the system and I would not harm the

rights of domestic customers, why not?

So, but the problem is remember the loads pay for ninety plus percent (90%+) of the embedded cost of the system, so with that, the rights go with that too. And I do not want to sign up a ten-year generator on the part of the network that I may easily need in the next five years to meet the load serving obligations in a very cold winter.

And that is why it is typically done that you will discount a year at a time. I know that third parties have a problem with that because they cannot sometimes go and get bank financing based on a year- at-a-time transmission rate. So, it's difficult.

Along with that you can have the transmission provider provide information about how much is available on any particular path at any particular time. So, if the information is available, it allows them to better predict am I going to be able to renew this discounted one month, six month, or even, you know, almost to a year contract, you know, for the next five years. If I can see the load encroaching obviously on the capacity, I am going to figure out that it is going to go away pretty quickly any way.

393 Q. Thank you very much...

A. You are welcome.

Mr. ANTHONY FRAYNE:

These are all my questions.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, est-ce que vous avez d'autres questions à poser?

Me F. JEAN MOREL:

Pas au docteur Orans comme tel, non.

LE PRÉSIDENT :

Non; alors, ce que j'allais vous dire c'est que je n'ai l'intention de ne pas libérer les témoins immédiatement, bien que je les remercie beaucoup de leur témoignage, étant donné que, bon, le panel, souvent les témoins se réfèrent un à l'autre. Je pense que la prudence voudrait qu'on attende à la fin des questions du panel pour libérer tout le monde en même temps, d'autant plus que les questions de la Régie, on ne sait pas dans quelle mesure, vont toucher les deux témoins en question.

Alors, j'excuse l'absence des deux témoins experts d'Hydro-Québec pour les prochains jours et nous verrons à la fin des questions de ce panel-ci s'il y a lieu de les faire revenir ou pas.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
Int. M. François Tanguay

Me F. JEAN MOREL:

Parfait, je comprends. Et les trois autres sont loin d'être excusés, ils devront être ici...

LE PRÉSIDENT :

Jeudi matin à huit heures trente (8 h 30).

Me F. JEAN MOREL:

Jeudi matin, huit heures trente (8 h 30). Parfait.

THE PRESIDENT :

Thank you, Sir.

Dr. REN ORANS:

A. Thank you.

Mr. ROLAND PRIDDLE:

A. Thank you.

R-3401-98
15 mai 2001
Volume 20

PANEL 1 - THÈME 5
HYDRO-QUÉBEC
Int. M. François Tanguay

CERTIFICAT

Je, soussigné, certifie que les pages précédentes
représentent une transcription conforme et fidèle
de l'instance notée par moi à Montréal (Québec),
le quinzième (15e) jour du mois de mai de l'an
deux mille un (2001).

Michel Daigneault,
Sténographe officiel bilingue