

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 31 MAI 2001

VOLUME 29

JEAN LAROSE et MICHEL DAIGNEAULT
STÉNOGRAPHERS OFFICIELS

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

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
M. ROGER VACHON
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
31 mai 2001
Volume 29

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
31 mai 2001
Volume 29

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES PIÈCES	5
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
PRÉLIMINAIRES	7

PREUVE DE ARC-FACEF-CERQ

M. JEAN-PAUL THIVIERGE

M. CO PHAM

Mme MANON LACHARITÉ

M. GÉRALD ROBERGE

Interrogés par Me Claude Tardif	24
Contre-interrogés par Me Jacinte Lafontaine	115
Contre-interrogés par Me Pierre R. Fortin	149
Interrogés par M. François Tanguay	153
Interrogés par M. Anthony Frayne	156

PREUVE DE L'ACEF DE QUÉBEC

M. VITAL BARBEAU

M. RICHARD DAGENAI

PRÉSENTATION	167
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JACINTE LAFONTAINE	210
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	213
INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE	218

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

LISTE DES PIÈCES

PAGE

<u>OPG-2</u> :	Lettre de M. Craig Roach à l'attention de Me Pierre Tourigny, en date du 29 mai 2001.....	21
<u>RÉGIE-6</u> :	Draft 2 - Revised NERC Planning Standards, Measurements, and Compliance Templates on Transfer Capability (Section I.E.1) (Standards on Total (TTC) and Available (ATC) Transfer Capabilities) - Approved by NERC Adequacy Committee, May 19th, 2000, and NERC Board of Trustees, June 23rd, 2000, for inclusion in Phase 2 of the NERC Compliance Program.....	23
<u>ARC-FACEF-1, doc. 2</u> :	Document de présentation de ARC-FACEF.....	41
<u>ACEF DE QUÉBEC-5</u> :	Document du 24 mai 2001.	168

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

<u>ENGAGEMENT 1</u> : Vérifier si BC Hydro utilise la méthode des 12 PC, selon le Dr Ren Orans	138
--	-----

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29
(9 h)

PRÉLIMINAIRES

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce trente et unième
(31e) jour du mois de mai :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du trente et un (31) mai de l'an deux
mille un (2001), dossier R-3401-98. Requête
relative à la détermination du prix unitaire moyen
du transport et à la modification des tarifs de
transport d'électricité.

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

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

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

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

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29
Me CLAUDE TARDIF :

PRÉLIMINAIRES

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

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
monsieur Roger Vachon.

M. ROGER VACHON :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Monsieur Vachon.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29
LA GREFFIÈRE :

PRÉLIMINAIRES

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

Me GUY SARAULT :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

R-3401-98

PRÉLIMINAIRES

31 mai 2001

Volume 29

LA GREFFIÈRE :

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

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

New York Power Authority, représentée par maître
Tina Hobday.

Ontario Power Generation, représentée par maître
Pierre Tourigny.

Option consommateurs, représentée par maître Éric
Fraser.

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.

Me HÉLÈNE SICARD :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

R-3401-98

PRÉLIMINAIRES

31 mai 2001

Volume 29

LA GREFFIÈRE :

Sempra Energy Trading Corporation, représentée par
madame Marcia Greenblatt.

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

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

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement. Bonjour, Monsieur le Président.

Donc on commence.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Lafontaine.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Hydro-Québec n'avait plus d'engagements à produire
mais...

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous avez trouvé le 51?

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

Me JACINTE LAFONTAINE :

Donc non, ce n'est pas l'engagement 51 mais on s'ennuyait de produire des engagements donc c'est l'engagement numéro 1 d'Option Consommateurs. C'était en fait un engagement qui avait été pris par monsieur Todd lors de sa comparution. C'est à la page...

LE PRÉSIDENT :

Alors, c'est vous qui allez produire pour Option Consommateurs?

Me JACINTE LAFONTAINE :

... c'est à la page 220 des notes sténographiques. En fait, l'engagement...

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais de quel jour?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Des notes sténographiques, excusez-moi, du mardi vingt-neuf (29) mai, c'est le Volume 28 des notes sténographiques. En fait, Hydro-Québec devait collaborer à cet engagement. Dans un premier temps, monsieur Todd se devait de confirmer auprès de Hydro-Québec l'exactitude des chiffres qu'il avait fournis à la question numéro 298; Hydro-Québec confirme l'exactitude des chiffres fournis par monsieur Todd.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

De même, et c'est une question de monsieur Frayne de la Régie, monsieur Todd s'engageait à confirmer auprès d'Hydro-Québec l'exactitude de l'explication qui avait été donnée quant à l'écart entre ces chiffres; c'est une explication qui avait été donnée au paragraphe 292 des notes sténographiques. Hydro-Québec confirme qu'elle est en accord avec l'explication par monsieur Todd. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Pendant que vous êtes là, Maître Lafontaine...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

... pourriez-vous avoir comme, un banc demain après-midi, bien c'est-à-dire, demain après la preuve de NEG, parce que les engagements que vous avez produits ont suscité quelques questions, il n'y en a pas beaucoup, de la part de la Régie. Peut-être que monsieur Bastien pourrait faire une tentative de réponse, mais il y a quelques questions qui nous chicotent. Alors, s'il y avait possibilité d'avoir...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Évidemment, il n'y a absolument aucun problème dans la mesure où il serait peut-être opportun qu'on

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

puisse connaître à l'avance les thèmes sur lesquels ça porte pour s'assurer que les témoins qui seront là seront les témoins adéquats pour répondre aux questions.

LE PRÉSIDENT :

Je vous invite à rencontrer l'équipe du champ gauche.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Avec plaisir. Merci. De toute façon, oui, je vais en profiter pour annoncer à la Régie, on se rappellera que lors de la comparution de NEG, de monsieur Marshall de NEG -- de NB Power, étant donné les documents supplémentaires qui avaient été produits lors de la présentation, Hydro-Québec s'était réservé le droit de contre-interroger ou ré-interroger, au besoin, monsieur Marshall.

Hydro-Québec n'aura pas, ce ne sera pas nécessaire de le faire; par contre, Hydro-Québec aura demain une courte contre-preuve à présenter concernant les documents supplémentaires qui avaient été produits par NB Power.

M. ANTHONY FRAYNE :

Maître Lafontaine, comme vous avez parlé de l'engagement OC-1...

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29
Me JACINTE LAFONTAINE :

PRÉLIMINAIRES

Oui?

M. ANTHONY FRAYNE :

... est-ce que j'ai bien compris, c'est,
l'explication donnée par le docteur Todd...

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est l'explication qui avait été donnée par vous
dans le cadre de la question, Monsieur Frayne.

M. ANTHONY FRAYNE :

O.k., d'accord. Mais disons, il nous manque des
données dans le dossier à ce moment-là, je crois,
parce que moi, j'avais des réserves que les
données utilisées par Option Consommateurs, qui ne
sont pas ici, je crois?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Non.

M. ANTHONY FRAYNE :

Mais c'était fondé d'une interprétation de vos
données et si mon explication est correcte, mais à
ce moment-là, les données qu'ils ont présentées,
il y avait des ajustements à faire.

R-3401-98

PRÉLIMINAIRES

31 mai 2001

Volume 29

Me JACINTE LAFONTAINE :

Si vous permettez, dans ce cas-là, Monsieur Frayne, je peux peut-être attendre et vérifier auprès de mon confrère, maître Fraser, d'Option Consommateurs et on pourra revenir sur cet engagement numéro 1?

LE PRÉSIDENT :

En tout cas, je prends note, je réserve les questions de mon collègue Frayne à demain.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Fortin? Non, c'est juste à trois heures (3 h) cet après-midi, Maître Tardif.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je vois que mon confrère, maître Tardif, se lève souvent ce matin, il a hâte de commencer; ça ne sera pas très long, Maître Tardif.

Monsieur le Président, avec votre autorisation, j'aimerais faire un bref commentaire relativement et suite à la lettre que maître Tourigny, procureur d'OPG, m'a fait parvenir, enfin, a fait parvenir à l'attention de maître Dubois, en date du vingt-neuf (29) mai deux mille un (2001), à laquelle était

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

jointe une lettre ou copie d'une lettre de monsieur Craig Roach, témoin expert pour OPG, à l'attention de maître Tourigny, et qui est également datée du vingt-neuf (29) mai deux mille un (2001). Je vais faire mon commentaire en anglais par courtoisie pour le témoin Roach.

So, this statement is further to maître Tourigny sending a letter to maître Véronique Dubois, Secretary of the Régie, and which is dated May twenty-ninth (29th), two thousand one (2001), to which was attached a letter from Mr. Craig Roach, expert witness on behalf of OPG, also dated May twenty-ninth (29th), two thousand one (2001), and which was addressed to maître Tourigny.

The content of that letter indicates, and I am referring to Mr. Roach's letter, indicates that the document that I handed to Mr. Roach, and which is Exhibit Régie-5, was, as a matter of fact, not the latest document approved by the NERC, contrary to what the staff and I had believed. And I wish to, for the purpose of the record, to indicate that we stand corrected on that, further to Mr. Roach's comments.

I should point out that the reason of the mistake was that, was the use of the word "draft" on the document that Mr. Roach had referred to in his prepared

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

testimony, and the footnote did not indicate, as a matter of fact, what date the document was bearing at all.

And when I cross-examined Mr. Roach in order just to clarify whether the document he was referring to was relevant or not compared to the one we believed was the latest, he couldn't, right on the spot at the time, indicate that the document he was referring to was actually a two thousand (2000), year two thousand (2000) document as well.

So, the confusion arose from this, a document being cited, or quoted as being a draft, which was a fact, and we couldn't clarify the confusion at the cross-examination.

Now, we have checked out the references that Mr. Roach has quoted in his letter to maître Tourigny, and we do confirm that the latest document was in fact the one that Mr. Roach was referring to, and we do stand corrected accordingly.

I would wish also to state, and this is on behalf of the staff and myself, that, in fairness for the witness, insofar as he might have felt unfairly treated because of that reference, we do apologize, of course. This was a good-faith mistake, and it

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

certainly was not intended on purpose.

Now, in fairness also for OPG and the witness, I would suggest, and I haven't spoken to Mr. Tourigny yet on this but I would suspect that he would not, I would assume, I mean, that he would not object to that, but in all fairness, we should produce, as an OPG further exhibit, the letter from Mr. Roach to maître Tourigny dated May twenty-ninth (29th), two thousand one (2001), so that the record be cleared on what he was relying upon, and this would be subject to my getting a confirmation with maître Tourigny on the phone today or tomorrow morning.

And I would also suggest that we file, as Régie-6, the actual document that we could get on the Website yesterday, and everyone will see why there might still be a confusion when we refer to the Website, the document that Mr. Roach refers to in his letter is quoted as being "the revised NERC planning standards", and so on.

The document that we can find on the Website is actually the document he is referring to but still bears the mention "Draft 2", so it adds to the confusion, we don't know whether it is NPCC or the NERC Website that has a mistake on its Website, and so it creates a confusion whether the, it is only

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

that it was part of a larger document which is not totally approved and they were waiting for it to be totally approved so that the whole document including the attachment A be cited as being approved.

So there is still a confusion on the Website, but it doesn't change any of the comments made by Mr. Roach. And I believe also, finally, that everyone should keep in mind that in answer to my questions anyway, he clearly stated that whatever the reference we were quoting from, either the nineteen ninety-seven (1997) planning standard or the one he was referring to, it didn't change his comments on the topic we were covering.

So this was for the purpose of the record and for Mr. Roach to be able to read through the transcript directly without having a translation from his attorney. Thank you, Mr. Chairman.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Est-ce que le document dont vous parliez sur le site Web, est-ce qu'il a déjà été produit...

Me PIERRE R. FORTIN :

Non.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29
LE PRÉSIDENT :

PRÉLIMINAIRES

... ou si vous avez l'intention de le produire?

Me PIERRE R. FORTIN :

J'ai effectivement l'intention de le produire.
Donc, dans un premier temps, je suggère, et sujet à une confirmation de la part de maître Tourigny, que j'obtiendrai d'ici demain, je ne savais pas s'il serait ici aujourd'hui ou pas, je suggérerais que, sous la cote OPG-2, ce serait * Lettre de monsieur Craig Roach à l'attention de maître Pierre Tourigny, en date du vingt-neuf (29) mai deux mille un (2001) +.

OPG-2 : Lettre de M. Craig Roach à l'attention de
Me Pierre Tourigny, en date du 29 mai 2001

Et comme document Régie-6, ce serait un document, et là, je vais le citer au complet pour que tout le monde sache de quoi il s'agit, c'est un document, celui que nous avons du Website, et sujet évidemment à vérification de tout le monde dans la salle, s'il y a un autre document, qu'on nous le fasse savoir ultérieurement puis il sera produit adéquatement.

Mais ce qu'on a présentement sur le Website, c'est ceci : * Draft 2 - Revised NERC Planning Standards,

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

Measurements, and Compliance Templates on Transfer Capability (Section I.E.1) (Standards on Total (TTC) and Available (ATC) Transfer Capabilities) +.

Between brackets, the document states,

This document is the same as Attachment C posted on the NERC Standards Web Site on April 14, 2000. NERC Adequacy Committee, prepared by Planning Standards Subcommittee and the ATC Working Group.

And the footnote indicates:

Approved by NERC Adequacy Committee, May 19th, 2000, and NERC Board of Trustees, June 23rd, 2000, for inclusion in Phase 2 of the NERC Compliance Program.

And at the top of the page, the indication is:

Attachment A (April 14, 2000 posting).

So this would be the document, it is a fourteen-page document... no, it is a thirteen-page document, I do not have any copy yet for... je n'ai pas de copies pour les intervenants, j'en ferai au cours de la pause ce matin de façon à ce que tout le monde ait le

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

même document, et je suggère qu'il soit coté
Régie-6.

RÉGIE-6 : Draft 2 - Revised NERC Planning
Standards, Measurements, and
Compliance Templates on Transfer
Capability (Section I.E.1)
(Standards on Total (TTC) and
Available (ATC) Transfer
Capabilities) - Approved by NERC
Adequacy Committee, May 19th, 2000,
and NERC Board of Trustees, June
23rd, 2000, for inclusion in Phase 2
of the NERC Compliance Program

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que ça termine vos commentaires?

Me PIERRE R. FORTIN :

Ça termine mes commentaires, Monsieur le
Président. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Fortin. Maître Tardif? On a tardé à
vous remettre le micro, mais vous l'avez, là.

(9 h 15)

Me CLAUDE TARDIF :

On est rendu ce matin à la présentation de la
preuve du regroupement ARC-FACEF-CERQ sur les
thèmes 1 et 2 et sur les thèmes 5 et 6.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

PRÉLIMINAIRES

Tel que nous vous l'avons annoncé, on va faire entendre les quatre témoins sur les deux thèmes tout d'un même trait et, par la suite, ils seront disponibles pour le contre-interrogatoire sur les thèmes 1 et 2 et les thèmes 5 et 6.

J'aimerais vous présenter les membres du panel de ARC-FACEF-CERQ. À votre droite, monsieur Jean-Paul Thivierge, représentant du CERQ; monsieur Co Pham qui agira comme expert pour le regroupement; madame Manon Lacharité, représentante du regroupement ARC-FACEF; monsieur Gérald Roberge, à titre d'expert pour le regroupement. Madame la greffière, je vous demanderais de les assermenter.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce trente et unième
(31e) jour du mois de mai, ONT COMPARU :

JEAN-PAUL THIVIERGE, électrotechnicien, adresse
d'affaires située au 210, boulevard Montarville,
bureau 3014, Boucherville (Québec);

CO PHAM, consultant, adresse d'affaires située au
329, avenue Devon, Mont-Royal (Québec);

MANON LACHARITÉ, analyste en énergie pour Action
Réseau Consommateur, adresse d'affaires située au
1215, rue de la Visitation, Montréal (Québec);

GÉRALD ROBERGE, retraité, ingénieur de profession,
domicilié au 14, rue Le Roy, Repentigny (Québec);

LESQUELS, après avoir fait une affirmation
solennelle, déposent et disent comme suit :

INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF :

1 Q. Madame Laliberté...

Mme MANON LACHARITÉ :

R. Ça commence bien!

Me CLAUDE TARDIF :

2 Q. Madame Lacharité -- je l'ai continuellement
appelée

hier dans la préparation * madame Laliberté +, elle m'a dit * fait-moi jamais ça +, puis je commence, je vous avouerai, c'est quand même relaxant.

Mme MANON LACHARITÉ :

R. Ça m'aide beaucoup.

3 Q. Ça vous aide beaucoup.

4 Q. Madame Lacharité, on a déposé le mémoire du regroupement, il a été déposé sous la cote ARC-FACEF-CERQ-1 document 1. On a également déposé les réponses du regroupement aux questions 1.1 et 1.2 de la Régie sous la cote ARC-FACEF-CERQ-4 document 1, et on a également déposé les réponses du regroupement aux questions d'Hydro-Québec aux questions 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, 7.1 de la Régie et on les a déposées sous ARC-FACEF-CERQ-5 document 1. Et finalement, on a également déposé les réponses du regroupement à la demande de renseignements numéro 2 d'Hydro-Québec sous la cote ARC-FACEF-CERQ-6 document 1; est-ce que ces différents documents qu'on a déposés sous les différentes cotes que je viens d'énumérer ont été préparés sous votre supervision ou sous votre contrôle?

R. Oui.

5 Q. Est-ce qu'il y a des corrections à y apporter?

R. Non.

6 Q. Est-ce que vous les adoptez comme étant votre témoignage dans la présente cause?

R. Oui, je les adopte.

- 7 Q. Monsieur Thivierge, on repart. On a déposé le mémoire du regroupement sous la cote ARC-FACEF-CERQ-1 document 1, les réponses du regroupement aux questions 1.1 et 1.2 de la Régie sous la cote ARC-FACEF-CERQ-4 document 1; les réponses du regroupement aux questions d'Hydro-Québec aux questions 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, 7.1 sous la cote ARC-FACEF-CERQ-5 document 1, et les réponses du regroupement à la demande de renseignements numéro 2 d'Hydro-Québec sous la cote ARC-FACEF-CERQ-6 document 1; est-ce que ces documents ont été préparés sous votre supervision ou sous votre contrôle?

M. JEAN-PAUL THIVIERGE :

R. Oui, exactement.

- 8 Q. Est-ce que vous avez des corrections à y apporter?

R. Aucune correction.

- 9 Q. Est-ce que vous les adoptez comme votre témoignage dans la présente cause?

R. Oui.

- 10 Q. Monsieur Roberge.

M. GÉRALD ROBERGE :

R. Oui.

- 11 Q. On a déposé le document ARC-FACEF-CERQ-3 document 1... excusez, qui est votre rapport d'expertise. Est-ce que ce document-là a été préparé par vous sous

votre supervision ou sous votre contrôle?

R. Oui.

12 Q. Est-ce que vous l'adoptez comme étant votre témoignage dans cette cause?

R. Oui.

13 Q. Avant de procéder, est-ce que vous avez des corrections à y apporter?

R. Oui, j'en aurais trois.

14 Q. Pouvez-vous les indiquer?

R. À la page 5, ligne 29.

15 Q. Oui.

R. Ça débute par * si telle est la proposition d'Hydro-Québec +, alors, l'expression * continuer à s'exempter de payer des frais de transport +, je voudrais la remplacer par * de coûts additionnels de transport +.

16 Q. Peut-être un petit peu plus fort pour...

R. * de coûts additionnels de transport +.

17 Q. Très bien.

R. Ensuite, il y a l'annexe 6, tableau 14A, la deuxième ligne, le chiffre cent cinquante (150) devrait être remplacé par deux cent dix (210) sur toute la ligne. Ça ne change absolument rien au reste du tableau. Et l'annexe 6, tableau 17...

LE PRÉSIDENT :

Un instant.

Me CLAUDE TARDIF :

18 Q. Est-ce que c'est possible que vous répétiez la correction à apporter à l'annexe 6 tableau 14A, lentement pour que tout le monde puisse faire la correction?

R. La deuxième ligne, revenu en million de dollars devrait être remplacé par deux cent dix (210) au lieu de cent cinquante (150), dans les cinq colonnes.

Me CLAUDE TARDIF :

Est-ce que ça va, Monsieur le Président?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

19 Q. Très bien. L'autre correction que vous voulez apporter, Monsieur Roberge, est laquelle?

M. GÉRALD ROBERGE :

R. C'est à l'annexe 6, le tableau 17, toujours à la deuxième ligne, le revenu en million de dollars, c'est cent quatre-vingt-douze (192) au lieu de deux cent quarante (240), sur toute la ligne. La raison, c'est que j'ai fait une entrée directe sur la troisième ligne.

20 Q. Ça va. Monsieur Roberge, on a déposé également sous la cote ARC-FACEF-CERQ document 2 et ARC-FACEF-CERQ

document 3, document 5, ARC-FACEF-CERQ-5 document
3 les réponses aux questions 21 à 25 d'Hydro-
Québec. Est-ce que ces documents ont été préparés
sous votre supervision ou sous votre contrôle?

R. Oui.

21 Q. Est-ce que vous les adoptez comme étant votre
témoignage dans la présente cause?

R. Oui.

22 Q. Monsieur Co Pham.

M. CO PHAM :

R. Oui.

23 Q. On a déposé votre rapport d'expertise sous la cote
ARC-FACEF-CERQ-2 document 1. Est-ce que ce
document a été préparé par vous sous votre
supervision ou sous votre contrôle?

R. Oui.

24 Q. Est-ce que vous l'adoptez comme étant votre
témoignage dans la présente cause?

R. Oui.

25 Q. Est-ce que vous avez une correction à y apporter?

R. Oui.

26 Q. Pouvez-vous l'indiquer clairement et lentement
pour que tout le monde puisse l'annoter?

R. J'aimerais faire ajouter à mon rapport à la page
29, ligne 17...

27 Q. On va laisser les gens, Monsieur Co Pham, laisser
aux gens le temps d'y arriver. Page 29 ligne 17.

- R. Oui.
- 28 Q. Dans la citation.
- R. Oui, dans la citation, après le mot * system + en anglais, entre le mot * system + et le mot * is +, j'aimerais ajouter les mots suivants * on a basis similar to the way production costs are allocated. The reason for this is that the transmission system. + Alors, c'est tout ce que je veux ajouter. J'ai oublié de dactylographier ces mots-là.
- 29 Q. Très bien. On a également déposé les réponses aux questions 7 à 15 de la Régie sous la cote ARC-FACEF-CERQ-4 document 3; est-ce que ces réponses ont été préparées par vous sous votre supervision ou sous votre contrôle?
- R. Oui.
- 30 Q. Est-ce que vous les adoptez comme étant votre témoignage dans cette cause?
- R. Oui.
- 31 Q. On a déposé les réponses aux questions 8 à 20 d'Hydro-Québec sous la cote ARC-FACEF-CERQ-5 document 2; est-ce que ces documents ont été préparés par vous sous votre supervision ou sous votre contrôle?
- R. Oui.
- 32 Q. Est-ce que vous les acceptez comme votre témoignage dans la présente cause?
- R. Oui.
- 33 Q. On a finalement déposé la réponse à la demande de renseignements numéro 2 d'Hydro-Québec sous la cote

ARC-FACEF-CERQ-6 document 1 les questions 2 et 3;
est-ce que ces questions-là ont été préparées par
vous sous votre supervision ou sous votre
contrôle?

R. Oui.

34 Q. Est-ce que vous les adoptez comme étant votre
témoignage dans la présente cause?

R. Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, on a deux témoins qu'on
veut faire déclarer experts. Je vais demander à
monsieur Roberge de nous indiquer brièvement...
son curriculum vitae a été déposé sous la cote
ARC-FACEF-CERQ-3 document 2. J'ai fait parvenir à
tous les intervenants une copie. Il y a également
des copies de disponibles écrites ce matin si les
gens en veulent.

LE PRÉSIDENT :

Pouvez-vous m'indiquer juste, quand vous voulez
faire reconnaître un témoin expert, dans quel
domaine en partant?

Me CLAUDE TARDIF :

En partant. Monsieur Roberge en transport
d'énergie. Est-ce qu'on peut procéder avec un bref
résumé de carrière de monsieur Roberge afin de le
faire reconnaître comme expert?

35 Q. Monsieur Roberge, pouvez-vous, on a déposé votre c.v., votre curriculum vitae sous la cote ARC-FACEF-CERQ-3. J'aimerais que vous nous résumiez vos différentes expériences et vos qualifications afin de faire un résumé des différents renseignements qui se retrouvent à votre curriculum vitae déposé sous la cote ARC-FACEF-CERQ-3 document 2.

M. GÉRALD ROBERGE :

R. Certainement. J'ai fait mes études de génie à l'École polytechnique de Montréal où j'ai obtenu un baccalauréat en sciences appliquées en mil neuf cent cinquante-cinq (1955). Je suis entré à Hydro-Québec en mil neuf cent cinquante-sept (1957) où j'ai oeuvré dans le domaine du transport d'énergie jusqu'en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987), d'abord à titre d'analyste dans le domaine des essais spéciaux et par la suite à titre de chef de service Analyse et Essais de réseau.

De mil neuf cent soixante-dix-neuf (1979) à mil neuf cent quatre-vingt-trois (1983), j'ai passé quelques années à l'IREQ pour y lancer un projet de recherche sur les interconnexions. La tâche de mon service consistait à réaliser tout essai ou mesure à caractère spécial en réseau, harmonique, perte électrique, rendement, induction électromagnétique, électrostatique, élévation du potentiel de terre sur-

tension de manoeuvre, résistance de la mise à la terre des postes, et caetera, pour les groupes Production, Transport et Distribution, et à faire l'analyse des résultats.

De plus, mon service était responsable de la réalisation de tout essai sur les gros équipements, tels que alternateur, turbine, compensateur à l'occasion des mises en service afin d'en vérifier la conformité avec les spécifications; il était également responsable des essais de comportement dynamique du réseau.

J'ouvre une parenthèse ici. Des essais qui ont permis à maintes occasions de valider les programmes de simulation ou les modèles mis à point par l'IREQ ou par Hydro-Québec. Ainsi que des essais de mise en service des lignes très haute tension et des interconnexions.

À titre de spécialiste responsable des essais en réseau, j'ai participé à toutes les séances du Comité des réseaux très haute tension où se sont discutées les études relatives à la construction des lignes 700,000 volts de Churchill Falls ainsi que celles de la Baie-James.

J'ai également pu suivre au cours de ma carrière

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

l'évolution du dossier sur les orages magnétiques qui a débuté sous ma juridiction en mil neuf cent soixante-neuf (1969), et j'ai été chargé en mil neuf cent quatre-vingt-six (1986) de diriger le groupe de travail sur les orages magnétiques. J'ai par ailleurs été reconnu comme expert en transport d'énergie dans trois causes antérieures à la Régie.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, à moins que les gens aient des questions ou des objections à ce faire, j'aimerais faire déclarer monsieur Roberge comme expert en transport d'énergie.

LE PRÉSIDENT :

Hydro-Québec, est-ce que vous avez des questions?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bon. On aura des questions en contre-interrogatoire sur le c.v., mais à ce stade, Hydro-Québec ne conteste pas l'expertise de monsieur Roberge en transport d'énergie.

LE PRÉSIDENT :

Électrique.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Électrique.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que d'autres participants ont des questions à poser sur les qualifications de monsieur Roberge comme expert en transport d'énergie électrique? Alors, il n'y a pas personne, la Régie non plus.

Me PIERRE R. FORTIN :

Non, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Monsieur Roberge, vous êtes déclaré expert en transport d'énergie électrique.

(9 h 35)

Me CLAUDE TARDIF :

Merci, Monsieur le Président. Maintenant, monsieur Co Pham, j'aimerais faire déclarer monsieur Co Pham comme expert en tarification.

- 36 Q. Monsieur Co Pham, on a déposé sous la cote ARC-FACEF-CERQ-2, document 2, votre curriculum vitae. J'aimerais que vous nous résumez sommairement votre expérience et vos qualifications en matière de tarification.

M. CO PHAM :

- R. Oui, Maître Tardif. Depuis mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998), j'agis comme consultant indépendant en planification et réglementation de

l'énergie électrique. En particulier, en mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998) et en mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), j'ai témoigné devant la Régie dans les causes relatives aux tarifs de fourniture et aux principes d'établissement des tarifs de transport.

Avant d'avoir ma propre firme de consultation, j'ai été à l'emploi d'Hydro-Québec pendant vingt-trois (23) ans dans diverses fonctions. Plus précisément, de mil neuf cent soixante-quatorze (1974) à mil neuf cent quatre-vingt-deux (1982), j'ai été planificateur de centrale.

Pendant huit ans, j'ai eu donc le privilège de bien connaître la problématique de l'aménagement des centrales, des ouvrages hydroélectriques de l'entreprise et le lien avec les installations de transport.

De mil neuf cent quatre-vingt-cinq (1985) à mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989), j'ai agi comme conseiller en planification de la technologie. Par la suite, de mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989) à mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), j'ai été chargé d'équipe à la direction tarification d'Hydro-Québec.

Pendant cette période, j'ai eu le privilège de participer à plusieurs dossiers tarifaires de l'entreprise variant de l'amélioration météorologique jusqu'à la justification des propositions tarifaires. J'ai également participé comme instructeur à certains séminaires et projets internationaux en matière de tarification.

De mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994) à mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), c'est-à-dire jusqu'à ma retraite d'Hydro-Québec, j'étais conseiller en planification opérationnelle et relations internationales.

37 Q. C'est terminé?

R. Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

J'aimerais faire reconnaître monsieur Co Pham comme expert en tarification.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Hydro-Québec, est-ce que vous avez des questions?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Non, et Hydro-Québec n'a aucune objection à ce que monsieur Co Pham soit reconnu comme expert en tarification. Et là, je n'oserais pas ajouter

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

* d'électricité +.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions à poser à monsieur Co Pham sur sa qualification? Aucune question. La Régie non plus?

Me PIERRE R. FORTIN :

Non plus, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Monsieur Co Pham, vous êtes déclaré expert en tarification.

M. CO PHAM :

Merci, Monsieur le Président.

Me CLAUDE TARDIF :

38 Q. Monsieur Thivierge, pouvez-vous nous présenter rapidement votre organisme, le Centre d'études réglementaires.

M. JEAN-PAUL THIVIERGE :

R. Voici, le Centre d'études réglementaires du Québec est une personne morale de droit civil qui est sans but lucratif, qui compte parmi ses rangs des syndicats qui oeuvrent dans le secteur de l'énergie électrique et gazière. Notamment, le SPSI ainsi que

le SEPB, syndicat des employés professionnels et de bureau, section locale 463, dans le domaine gazier.

Les membres travaillent dans des entreprises, comme j'ai dit tantôt, du domaine électrique et gazier, au Canada, au Québec et aux États-Unis, par leurs affiliations. Des échanges réguliers au sein de ces organisations ont lieu pour regarder les enjeux de la réglementation et des fonctionnements de ces industries.

- 39 Q. Merci. Madame Lacharité, pouvez-vous nous présenter rapidement le groupement ARC-FACEF.

Mme MANON LACHARITÉ :

- R. Oui, bonjour. Alors, Accès Réseau consommateurs et la FACEF représentent neuf associations de consommateurs présentes dans neuf régions du Québec soit l'Estrie, Lanaudière, Ile-Jésus, l'Abitibi-Témiscamingue, le Nord de Montréal, la Rive-Sud de Québec, Granby, la Mauricie et Grand Portage.

ARC et FACEF s'intéressent et suivent les dossiers portant sur l'énergie depuis des années et défendent l'idée que l'énergie doit être considérée comme un bien essentiel. Nos associations défendent plus particulièrement les ménages à faible et modestes revenus.

- 40 Q. Je crois, Madame Lacharité, que vous avez été

désignée pour faire la présentation tant du CRQ
que du regroupement ARC-FACEF ce matin.

R. Oui, en effet.

Me CLAUDE TARDIF :

Nous avons préparé un document au soutien, je l'ai
remis à madame la greffière, on l'a déposé sous
ARC-FACEF-CERQ-1, document 2.

ARC-FACEF-1, doc. 2 : Document de présentation de
ARC-FACEF.

41 Q. Pouvez-vous, Madame Lacharité, sommairement nous
décrire le plan de votre présentation de ce matin?

R. Oui, premièrement, notre présentation couvre les
thèmes 1, 2, 5 et 6, comme vous l'avez mentionné
tantôt. Nous aborderons, dans un premier temps,
les quelques éléments au sujet de l'importance de
replacer la présente cause dans son contexte
politique et économique afin de bien en comprendre
les enjeux.

Ensuite, nous présenterons, de façon plus pointue,
les positions de nos organismes sur les éléments
plus particuliers que nous avons couverts dans les
preuves de nos experts, c'est-à-dire la nécessité
d'une séparation plus réelle entre les activités
réglementées et non réglementées, la méthode

d'allocation proposée par Hydro-Québec, une fonctionnarisation différente aussi de celle proposée par Hydro-Québec et les deux sujets sur les pertes et les rabais. Par la suite, monsieur Roberge fera la présentation de sa propre preuve suivie par celle de monsieur Co Pham.

42 Q. Est-ce que vous pouvez nous indiquer, selon vous, quelles sont les préoccupations ou les revendications de la présente audience pour le regroupement?

R. Elles sont de plusieurs niveaux. Je pense que dans la présentation on va pouvoir en faire le tour mais essentiellement, évidemment, toute la question des activités réglementées et non réglementées va être au premier plan concernant le versement de dividendes, concernant le côté intégré et non intégré, dépendamment des profils que l'on nous présente de l'entreprise.

43 Q. Vous avez mentionné qu'il était important de bien comprendre le contexte dans lequel s'inscrit la présente cause; pouvez-vous élaborer là-dessus, Madame Lacharité?

R. Sans refaire tout l'historique, nous aimerions tout de même rappeler que c'est suite à une élection référendaire, en toute transparence, que Hydro-Québec a été nationalisée afin de desservir les Québécois aux taux les plus bas, compatibles avec une saine gestion financière.

Tous les développements d'Hydro-Québec s'est fait par financement propre et par emprunt, garantis par le gouvernement, oui, mais entièrement payés par les consommateurs Québécois d'électricité. Ces derniers sont donc les seuls actionnaires dans le vrai sens du terme d'Hydro-Québec.

En mil neuf cent quatre-vingt-un (1981), les Québécois continuent de payer mais le gouvernement se déclare seul actionnaire d'Hydro-Québec et exige le versement de dividendes au fur et à mesure que la société d'État fait de plus en plus de profits. Il est important de noter aussi, si on parle toujours du contexte, que la présente cause s'inscrit dans un contexte post *Loi 116*.

Cette loi a été adoptée et ses effets se traduisent plus concrètement que jamais dans la présente audience en laissant bien peu de marge de manoeuvre en ce qui a trait par exemple à la définition du réseau de transport d'électricité et ce sans parler du fait que le retrait de la production et de ses hauts rendements financiers, de l'examen réglementaire oblige maintenant la Régie à fixer des tarifs qui ne pourront être à la hausse pour les secteurs moins payants que sont le transport et la distribution.

Donc, au fil des décisions politiques, force est de constater que les Québécois sont passés du statut d'actionnaire à celui de charge à desservir, selon le vocabulaire adopté par les américains et réutilisé par Hydro-Québec.

Monsieur Bastien a par ailleurs pris grand soin, et avec raison, de rappeler à quelques reprises lors de sa présentation la conformité de la proposition d'Hydro-Québec avec le cadre légal et réglementaire qui s'applique au Québec.

On devrait plutôt comprendre, compte tenu des changements majeurs inhérents à la *Loi 116* que le cadre légal et réglementaire du Québec est maintenant conforme avec les visées du plan stratégique d'Hydro-Québec.

De plus, depuis mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), avec l'ouverture des marchés américains de l'énergie et la décision du gouvernement et d'Hydro d'y participer, dans l'espoir d'augmenter les profits d'Hydro, des modifications majeures ont été apportées à la structure intégrée de la société d'État pour participer à ces marchés. Alors, factuellement, voici pour le contexte.

Maintenant, comment se traduisent les effets de ce

contexte et les décisions politiques dans la présente cause? En ce qui a trait aux caractéristiques du réseau comme tel, nous maintenons que ce n'est pas parce que Hydro-Québec fait maintenant affaires davantage aux États-Unis et transige avec d'autres réseaux que soudainement son réseau, par un phénomène d'osmose incompréhensible, devrait s'apparenter davantage à un réseau thermique et justifier de reléguer aux oubliettes les caractéristiques fondamentales ayant été utilisées jadis pour procéder à l'allocation de ces coûts à l'interne.

Notre expert, monsieur Co Pham, démontrera que les centrales sont intrinsèquement liées aux lignes de transport associées. Les pièces ARC-FACEF-CERQ-7 et 8 que nous avons déposées en preuve sont particulièrement explicites à cet égard.

La *Loi 116* inclut *de facto* ces lignes, les grandes lignes de transport associées dans le réseau de transport. Au niveau technique de la gestion et de l'exploitation du réseau, cela peut se défendre et se comprendre mais au niveau de l'allocation des coûts, la réalité demeure à l'effet que ces lignes ont été planifiées et construites, bien sûr, pour être capable de rencontrer la pointe annuelle mais d'abord et avant tout pour acheminer de gigantesques quantités d'énergie des centrales éloignées aux

grands centres de consommation. L'allocation des coûts doit refléter cette réalité.

La méthode du 1 PC permet à Hydro-Québec de facturer à l'année les consommateurs résidentiels au maximum de la pointe annuelle qui ne dure qu'un instant, par définition, et ce pour l'ensemble des lignes du réseau. De plus, il est faux de prétendre pour le court et moyen terme que cette méthode permet d'envoyer un signal de prix aux consommateurs, occasionnant cette pointe, car rien n'indique que les moments creux sont pris en compte par cette méthode.

Avant de parler de signal de prix, il faut d'abord et avant tout être certain que la méthode choisie reflète les véritables coûts. Une méthode qui ne tient pas compte que la grande partie des coûts du réseau de transport ont été causés par des besoins d'énergie et de puissance, enverra nécessairement un mauvais signal de prix. Si on veut lancer un bon signal aux consommateurs, il faut que la méthode reflète d'abord cette réalité d'énergie et de puissance.

Les arguments invoqués précédemment justifient déjà amplement le rejet de la méthode du 1 PC. A ces derniers, s'ajoute toutefois le fait que cette méthode soit d'autant plus inacceptable, que le

gouvernement et Hydro-Québec ont incité, subvention à l'appui, au cours des années, les consommateurs Québécois à se tourner en toute confiance vers le chauffage et l'électricité.

Et il n'existe, de plus, aucun programme d'efficacité énergétique digne de ce nom qui nous permettrait de consommer un peu moins. Et on voudrait, aujourd'hui, faire payer les consommateurs en se basant sur une méthode douteuse.

9 h 45

Si vous permettez, j'aimerais signaler que monsieur Albert Chéhadé d'Hydro-Québec a sorti l'argument de l'efficacité énergétique seulement lors de sa présentation. Aucun argument à ce sujet n'a été évoqué dans le document original.

Quant à nous, nous sommes en faveur de toutes les mesures d'efficacité énergétique réellement efficaces mais en désaccord avec la façon de facturer les petits consommateurs québécois au-dessus de son coût réel qui inclut déjà un rendement financier raisonnable avec la méthode du 1 PC. Nous préférons obtenir des tarifs justes et raisonnable pour tous les consommateurs Québécois dans cette cause et discuterons très sérieusement des mesures d'efficacité énergétique séparément quand le temps sera venu.

En conclusion, à notre avis, la proposition tarifaire d'Hydro-Québec, selon les aspects que nous avons étudiés, soit les rabais, les pertes, la méthode d'allocation, dont le choix de la méthode 1 PC et l'uniformisation du taux de perte, par exemple, justement, favorisent indûment les exportations de la société d'État et par le fait même son principal actionnaire au détriment des consommateurs Québécois.

Me CLAUDE TARDIF :

44 Q. Madame Lacharité, est-ce qu'on doit comprendre que votre regroupement s'oppose aux exportations?

R. Non, pas du tout. Le regroupement que je représente ne s'oppose pas aux exportations réellement rentables faites à partir de nos surplus énergétiques. Dans le cas présent, toutefois, la proposition d'Hydro-Québec permet d'augmenter les coûts qui seront payés par les consommateurs Québécois et de favoriser par le fait même le bras exportation de HQ Production.

Il ne s'agit pas ici de faire un profit net à partir d'exportations mais d'une allocation de coûts permettant de gonfler les profits de l'entité dérèglementée au détriment des consommateurs d'électricité Québécois. Bref, cela peut s'apparenter, à notre avis, à une taxe déguisée qui s'ajoute à notre tarif d'électricité.

De l'avis de ARC-FACEF et CERQ, il est primordial donc que la présente cause permette de rééquilibrer cet enjeu de soi-disant juste équilibre entre les intérêts des clients et ceux de son actionnaire, tel que monsieur Régis l'a spécifié lors de sa présentation et que les décisions qui seront prises dans le cadre réglementaire soient justes et équitables et n'alourdissent pas davantage et de façon indue le fardeau des consommateurs Québécois, compte tenu du poids des décisions politiques déjà prises et imposées par la *Loi 116*.

ARC-FACEF-CERQ prétendent que le gouvernement a amplement défendu et protégé ses intérêts en la matière en adoptant, dans les circonstances que l'on sait, la *Loi 116*. Nous sommes maintenant dans l'arène réglementaire et la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule clairement à l'article 5 que cette dernière doit assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable aux transporteurs d'électricité.

45 Q. Est-ce que ARC-FACEF-CERQ, on voit que ARC-FACEF-CERQ, dans leur position qu'ils ont déposée, dans leur mémoire, préconise la méthode du 12 PC alors que leur expert monsieur Co Pham semble favoriser celle basée sur * énergie-puissance +. N'y a-t-il pas ici contradiction?

R. Non, pas du tout. ARC-FACEF-CERQ considèrent que

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

la

méthode d'utilisation du système est réellement celle qui reflète le mieux les coûts du réseau de transport, tels que définis dans la loi, et nous l'appuyons. Monsieur Pham a aussi étudié la méthode des 12 PC dans sa preuve. En fait, toute méthode introduisant une notion de durée, donc d'énergie, est plus acceptable que celle proposée par Hydro-Québec.

Notre analyse nous a simplement amené à conclure qu'il serait sans doute plus facile de faire accepter la méthode 12 PC que celle énergie-puissance compte tenu de la plus grande complexité d'application de cette dernière.

Nous avons choisi une approche pragmatique, pour reprendre un terme à la mode, compte tenu que notre demande de rejeter la méthode proposée par Hydro-Québec est déjà synonyme de délais plus longs pour présenter une nouvelle demande tarifaire. Nous serions satisfaits aussi, tout à fait, si la Régie retenait la méthode d'utilisation du système.

46 Q. Un autre sujet de préoccupation du regroupement est toute la question de la séparation fonctionnelle, telle que mise à l'avant par Hydro-Québec. Pourriez-vous élaborer sur ce point?

R. Ce qui ressort de la preuve d'Hydro-Québec et ce que nous en avons compris, c'est qu'on a mis beaucoup d'intensité à nous prouver ou à essayer de nous

démontrer que la base, c'est-à-dire les employés étaient séparés physiquement et fonctionnellement des autres entités. Cette séparation, toutefois, à notre avis, demeure un vaste leurre au niveau de la tête.

En effet, tel qu'il est ressorti lors des contre-interrogatoires des témoins, les prises de décision importantes demeurent quant à elles parfaitement intégrées. Le p.d.g. d'Hydro-Québec de même que le c.a. voient toujours aux intérêts de l'entreprise intégrée et se doivent de répondre aux demandes de l'actionnaire.

Dans le cas de la présente cause, par exemple, il ressort que certaines des propositions d'Hydro-Québec, soit la méthode d'allocation des coûts, l'absence de fonctionnalisation de certains actifs, le calcul des pertes et des rabais peuvent favoriser indûment une fonction, soit l'activité réglementée, au détriment des consommateurs Québécois.

Je reviens à l'idée du juste équilibre défendu entre les intérêts des clients et de l'actionnaire à la base de la proposition d'Hydro-Québec, tel que mentionné par monsieur Régis. Ce juste équilibre serait, à notre avis, plus juste s'il existait une séparation plus réelle entre les activités non réglementées et réglementées au niveau de la vision

globale du développement de l'entreprise et des prises de décision en ce qui a trait aux propositions tarifaires.

47 Q. Pouvez-vous maintenant élaborer sur la position du regroupement concernant l'allocation des coûts par fonction, les pertes et les rabais?

R. Alors, tel que mentionné dans notre mémoire, ARC-FACEF-CERQ recommande que la Régie procède à une allocation distincte des coûts pour certaines fonctions. Ainsi, à notre avis, la ligne à courant continue qui sert essentiellement à l'exportation devrait être allouée à l'entité production de même que tous les autres actifs identifiés comme servant prioritairement à l'exportation.

Une telle allocation permettrait d'éviter tout interfinancement de l'activité exportation à même nos tarifs et de mieux refléter les coûts réels d'exporter notre énergie afin de favoriser des prises de décision plus éclairées dans l'avenir.

48 Q. Au niveau des rabais.

R. Oui, je pourrais le faire tout d'un bloc là.

49 Q. Oui.

R. Alors, en ce qui concerne les rabais, vous comprendrez que la position d'Hydro-Québec d'ajouter des conditions essentielles nous satisfait quoique nous aurions aimé davantage de précisions sur le comment seront déterminées et validées ces nouvelles

conditions.

Notre analyse portait sur la preuve initiale d'Hydro-Québec, la conclusion était à l'effet que l'octroi de tels rabais avait permis surtout de rentabiliser des exportations qui n'auraient pas été rentables autrement et d'augmenter les revenus de l'entité non réglementée alors que TransÉnergie, l'activité réglementée, ne recevait que le montant résiduel des rabais.

Ceci a permis de démontrer qu'à cette période les exportations ne couvraient pas l'entièreté de leurs coûts et se faisaient via une subvention des consommateurs Québécois consentie par le biais d'un rabais substantiel des coûts de transport. Les profits de l'entité Production demeurant, quant à eux, intacts, la question demeure : est-ce là une situation juste et équitable?

Ensuite, sur le point de la discrétion demandée par Hydro-Québec pour l'octroi de futurs rabais, nous y reviendront en argumentation finale, tel que demandé par le Banc.

Au sujet de l'article 22.1, nous comprenons que cet article permet au producteur de modifier ses points de livraison et de faire des transactions de court

terme à même ses réservations de long terme. Ceci pose quant à nous problème compte tenu du contexte québécois particulier encore une fois.

En effet, cet article qui existe dans le texte des tarifs et conditions de la FERC permet de rendre plus attrayantes les réservations de long terme en permettant aux producteurs de profiter de l'occasion se présentant sur le court terme. Jusque là, ça va. Toutefois, compte tenu de l'achalandage plus important en territoire américain, les possibilités d'abus sont plus limitées, le producteur risquant de perdre sa réservation en changeant de type de transaction.

Nous sommes ici en présence d'un seul producteur qui ne risque rien en modifiant ses transactions et qui peut ainsi profiter d'un tarif moins élevé de long terme pour faire des transactions de court terme qui, normalement, seraient plus coûteuses. Tant que cette situation sera présente, le regroupement est d'avis que la Régie ne devrait pas permettre à Hydro-Québec d'utiliser l'article 22.1 tel que libellé, c'est-à-dire sans frais additionnel.

Au sujet des pertes, Hydro-Québec propose d'uniformiser le taux de perte à cinq point deux pour cent (5.2 %). Rien ne justifie selon nous une telle

uniformisation et nous demandons à la Régie de rejeter cette proposition d'Hydro-Québec qui, si elle était acceptée, pénaliserait davantage les consommateurs.

Hydro maintient que tous les actifs font partie de son réseau de transport et elle ne fait pas mention des interconnexions. Cinq plus deux n'égale peut-être pas sept dans les livres d'Hydro sur cette question mais les pertes liées aux interconnexions existent bel et bien et doivent être facturées. Aucune raison technique ne justifie un tel changement et, au contraire, notre expert démontre que le contexte actuel fait en sorte que les pertes de la charge locale dans le réseau, sans les interconnexions, seraient sans doute inférieures à cinq pour cent (5 %).

Deux autres recommandations s'ajoutent au sujet des pertes. Il faudrait aussi, afin de bien imputer les taux de pertes inhérents aux interconnexions à courant continu, d'ajouter un deux pour cent (2 %) au taux de perte du réseau global et de l'imputer aux utilisateurs et, en dernier lieu, d'entreprendre une étude qui nous permettrait de déterminer avec plus de précision le taux de perte lié aux interconnexions à courant continu et à la ligne RNDC.

En conclusion, il ressort clairement de la présente cause que la proposition tarifaire d'Hydro-Québec est inacceptable à plusieurs niveaux et ne permet pas une tarification équitable des différents usagers de TransÉnergie. L'aspect politique n'est évidemment pas étranger à cette proposition mais, en terme réglementaire, le tout demeure inacceptable. Merci.

50 Q. Merci.

On en serait rendu, Monsieur le Président, à la présentation de monsieur Roberge.

(10 h)

Pour la présentation de monsieur Roberge, il y a six tableaux au soutien de sa présentation sur les pertes et trois graphiques qui ont été mis à jour, qui se retrouvaient au niveau des rabais, trois graphiques qui ont été mis à jour, on les avait, je crois, jusqu'au mois de juin, et monsieur Roberge les a mis à jour jusqu'à ce jour, jusqu'à aujourd'hui. Vous allez voir, c'est les graphiques 1 à 3. J'ai fait distribuer le document ARC-FACEF-CERQ-3 document 3 qui sont les documents au soutien de la présentation de monsieur Gérald Roberge. Est-ce qu'on peut commencer, Monsieur le Président?

LE PRÉSIDENT :

Oui. Allez-y!

Me CLAUDE TARDIF :

51 Q. Bonjour, Monsieur Roberge.

M. GÉRALD ROBERGE :

R. Bonjour.

52 Q. Veuillez dans un premier temps nous faire part brièvement du mandat qui vous a été confié par le regroupement ARC-FACEF-CERQ en ce qui a trait au calcul des pertes sur le réseau.

R. Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs, représentants d'Hydro-Québec et intervenants, Mesdames, Messieurs. L'objet de mon mandat consistait à produire une expertise de nature technique pour le regroupement ARC-FACEF-CERQ portant sur le niveau des pertes et plus spécifiquement sur la proposition d'Hydro-Québec d'uniformiser à cinq point deux (5,2 %) le taux de pertes. Le deuxième volet de mon mandat portait sur l'utilisation de rabais pour le service court terme des tarifs de transport.

53 Q. Monsieur Roberge, commençons avec la proposition d'Hydro-Québec d'uniformiser les taux de pertes, qui sont actuellement de cinq pour cent (5 %) pour le service de la charge locale et de sept pour cent (7 %) pour le service de point à point. La raison présentée par Hydro-Québec pour ce faire se justifie-t-elle au niveau technique? Et je vous demanderais d'expliquer.

R. Je commencerai alors par vous citer un des principes

invoqués dans la requête pour justifier l'uniformisation des taux. Vous trouverez ceci à HQT-10 document 3 page 13. On y lit à partir de la ligne 26 que :

Les pertes de transport ne varient pas en fonction du service de transport mais en fonction de la charge transitée tout au long de l'année. L'approche méthodologique retenue pour calculer les taux différenciés du contrat de transport actuel ne tenait pas compte du profil de charge réel du service de point à point, mais considérait plutôt un profil constant et uniforme à l'année longue. Lors de la mise à jour des taux de pertes par service de transport avec les profils de charge réels de l'année 1999, on constate que l'écart entre les taux différenciés devient négligeable. Par conséquent, une approche différenciée ne serait plus justifiée.

Après avoir analysé la méthode suivie par Hydro et entendu les explications du panel sur les pertes, je n'aurais pas de problème à recommander

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

techniquement cette méthode de calcul des pertes,
en autant qu'elle

reflète correctement le contexte actuel d'utilisation du réseau. Mais le problème, c'est qu'elle ne reflète pas selon moi ce contexte, surtout depuis l'explosion des marchés que nous connaissons depuis deux mille (2000) et l'augmentation des activités achats-reventes.

Pour voir ce qui en était réellement, j'ai donc produit les tableaux P-1, P-2 et P-3, que vous avez devant vous, où j'ai comparé, à facteur d'utilisation égal, quelles seraient les pertes selon que le profil de charge est constant et uniforme à l'année longue par rapport à un profil variable et non uniforme, cela pour la ligne d'interconnexion à courant continu et le poste d'interconnexion de Châteauguay. J'aurais pu le faire pour n'importe quelle ligne dans le réseau, une ligne 700 kV, une ligne de distribution, ça aurait été la même chose. Donc, l'ensemble, on pourrait tirer les mêmes conclusions pour l'ensemble.

Alors, pour la ligne, je l'ai fait à facteur d'utilisation faible et à facteur d'utilisation élevé. Dans tous les cas, nous observons un taux de pertes plus élevé avec le profil variable et non uniforme par rapport au profil constant et uniforme ce qui semble contredire l'énoncé précédent.

Je voudrais établir une distinction entre les

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

pertes

d'une ligne à courant continu qui varient en fonction du courant au carré et celles d'un poste d'interconnexion comme Châteauguay qui, à cause des pertes inhérentes qui sont assez importantes, aura tendance à s'élever à très faible charge. Ainsi, le taux de pertes de la ligne à courant continu diminuera en fonction du facteur d'utilisation alors que le taux de pertes d'un poste d'interconnexion aura tendance à se maintenir, et même à augmenter à très faible charge.

J'ai produit un sommaire de ces résultats au tableau P-4 que nous pouvons examiner à l'écran. J'aimerais apporter quelques remarques sur ce tableau qui a été fait avant qu'Hydro-Québec ne réponde à l'engagement demandé. Le calcul est basé sur une résistance de douze (12) ohms par cent (100) kilomètres de ligne pour la ligne à courant continu, alors que la réalité, selon l'engagement 74 est de neuf point huit (9,8) ohms par cent kilomètres (100 km) de ligne. Mais puisque la longueur réelle de la ligne est de treize cents kilomètres (1300 km) au lieu de mille kilomètres (1000 km), les résultats sont à toutes fins pratiques équivalents.

- 54 Q. Monsieur Roberge, juste sur ce point-là, j'aimerais indiquer à la Régie et aux différents intervenants et à Hydro-Québec que si on veut avoir un tableau corrigé, on est prêt à fournir un tableau corrigé

suite à la réponse à l'engagement qu'on a eue seulement trop tard pour finaliser tout le tableau, mais c'est possible de le faire, et je pense que monsieur Roberge est disposé à le faire par la suite.

R. Certainement.

55 Q. Très bien. Vous pouvez continuer, Monsieur Roberge.

R. Alors, la deuxième colonne, c'est la colonne de la ligne à courant continu. Et on peut constater au profil constant que le pourcentage de pertes est de deux point quatre-vingt-cinq pour cent (2,85 %). C'est toujours un facteur d'utilisation de cinquante-trois point quarante-sept pour cent (53,47 %). Le profil variable indique une perte de trois point cinquante-quatre pour cent (3,54 %). La troisième colonne, c'est le même calcul pour le poste Châteauguay. Alors, ici, le facteur d'utilisation est de soixante-dix-sept point cinq (77,5 %). À profil constant, les pertes sont de un point neuf un pour cent (1,91 %) et à profil variable de deux point zéro cinq (2,05 %).

Donc, dans les deux cas, le profil variable indique des pertes plus élevées. Et la dernière colonne à droite, c'est une combinaison des deux où le facteur moyen d'utilisation est de soixante-deux virgule zéro cinq pour cent (62,05 %). Le profil constant indique une moyenne de deux point quarante-trois pour cent

(2,43 %), comme taux de pertes, tandis que le profil variable indique deux point quatre-vingt-huit (2,88 %). Ce qui est plus élevé. J'en saute, là, mais je l'ai expliqué.

56 Q. Mais qu'est-ce que vous avez voulu démontrer, Monsieur Roberge, avec ce tableau-là?

R. Que le principe invoqué par Hydro-Québec, comme justification pour l'uniformisation des taux est un principe qui ne vaut pas.

57 Q. Et est-ce que le fait qu'on doit, pour échanger de l'énergie avec les États-Unis, franchir une interconnexion, est-ce que ça l'a une conséquence au niveau des pertes? Est-ce que, pour aller aux États-Unis, est-ce que, au niveau des pertes, on doit nécessairement utiliser les interconnexions?

R. Oui, mais on y viendra plus tard.

58 Q. O.K.

R. Alors, dans la colonne de droite, bon... Autrement dit, j'ai voulu démontrer que dès que je sors du réseau principal pour échanger de l'énergie avec les États-Unis, je dois franchir un obstacle qui me cause des pertes minimales de deux pour cent (2 %).

59 Q. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi les pertes inhérentes sont si élevées dans un poste d'interconnexion?

R. C'est que pour s'interconnecter aux États-Unis, il faut transformer notre courant alternatif en courant continue et reconvertir le courant continu en courant

alternatif de l'autre côté de l'interconnexion. Ceci se fait à l'aide de valves à thyristors qu'on peut appeler convertisseurs, il y a le redresseur et l'onduleur et c'est réversible, ça peut fonctionner dans les deux directions. Et cet équipement nécessite un système de refroidissement important à cause de la chaleur dégagée. Et puis, à cause des harmoniques produites, il faut installer des filtres. Ce sont donc tous ces services auxiliaires qui sont la cause des pertes permanentes. Il y a également des équipements de compensation qui s'ajoutent à tout cela.

60 Q. Pouvez-vous nous indiquer comment vous traitez la ligne à courant continu, peut-on dire techniquement que c'est l'équivalent d'un poste d'interconnexion également?

R. En effet, il est généralement reconnu que lorsque le bout de ligne à courant continu n'a que quelques centaines de mètres, on parle d'un poste d'interconnexion. Mais ce n'est pas, à mon avis, différent si le bout de ligne à courant continu mesure des centaines de kilomètres, les convertisseurs avec tous les équipements accessoires que je vous ai mentionnés tantôt se retrouveront aux extrémités. On peut donc dire, d'un point de vue technique, que c'est aussi l'équivalent d'un poste d'interconnexion.

61 Q. Est-ce le même niveau de pertes pour le poste

d'interconnexion Madawaska qui nous relie au
Nouveau-Brunswick?

R. Oui, ils se ressemblent tous.

62 Q. Pouvez-vous nous indiquer les raisons pour
lesquelles ont utilisé dans le réseau d'Hydro-
Québec des interconnexions à courant continu?

R. Je pourrais me contenter de vous dire que c'est
parce que nous sommes asynchrones par rapport au
réseau américain. L'asynchronisme, c'est une
particularité du réseau d'Hydro-Québec qui nous
permet de contrôler plus facilement nos échanges
avec les réseaux voisins. On n'a pas de problèmes
de congestion avec nos lignes. Et nous sommes
indépendants des autres réseaux. La chute de l'un
ne risquera pas d'entraîner la chute de l'autre.
Je vous rappelle ici les deux événements qui sont
survenus en décembre quatre-vingt-dix-sept (97) où
à deux reprises, on a perdu Churchill Falls. On a
dû délester énormément de charge dans la région de
Montréal, mais les Américains n'ont pas vu, n'ont
rien vu.

63 Q. Et, ça, c'était pour des raisons, bien, pourquoi
qu'on n'a pas pu?

R. À cause des interconnexions à courant continu qui
ont maintenu l'alimentation sur le côté américain.

C'est également pour des raisons physiques. Nous
avons de très grosses turbines hydrauliques à
l'extrémité de très longues lignes éloignées et
quand

c'est parti à osciller, ça décroche. J'ai réalisé avec mon équipe les premiers essais d'interconnexion à courant alternatif avec le Nouveau-Brunswick à Eel River en mil neuf cent soixante-huit (1968), et j'en sais quelque chose.

64 Q. Vous dites que c'est une particularité, Monsieur Roberge, du réseau d'Hydro-Québec. Que voulez-vous dire?

R. Vous devez réaliser que tous les États du nord-est américain sont pris dans un même pain. Ils sont rattachés entre eux par des lignes à courant alternatif. Et l'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont pris dans ce même pain puisqu'ils sont reliés aux États-Unis par des lignes à courant alternatif. Cela signifie donc que tous ces réseaux sont synchrones entre eux. Et nous, dans tout cela, qu'est-ce qu'on fait, on est asynchrone par rapport à tous les réseaux qui nous entourent et pour s'y relier, il faut nécessairement passer par des interconnexions à courant continu.

65 Q. Le modèle analytique qu'utilise Hydro-Québec représente-t-il bien le contexte dans lequel nous nous trouvons et qui est appelé à prendre plus d'importance avec la construction de nouvelles interconnexions?

R. Vous touchez là le noeud de la question. Le modèle analytique d'Hydro-Québec ne représente pas le contexte dans lequel nous évoluons et dans lequel

nous évoluerons dans le futur avec de nouvelles interconnexions. Je crois que le modèle analytique devrait dorénavant ne représenter que le réseau global sans les interconnexions avec une mesure de l'énergie prise en amont des convertisseurs, comme cela se fait présentement avec la ligne à courant continu, et que l'on ajoute mathématiquement un deux pour cent (2 %), ou plus peut-être, pour tenir compte des pertes de l'ensemble des interconnexions à courant continu et des lignes d'interconnexion jusqu'à la frontière, comme on le fait d'ailleurs pour la ligne à courant continu tel que le panel sur les pertes nous l'a expliqué jeudi dernier. Et la partage des pertes entre utilisateurs pourra se faire selon un traitement mathématique.

(10 h 10)

66 Q. Monsieur Roberge, est-ce que vous êtes en train de nous dire qu'on pourrait à finalement dire que 5 plus 2 vont faire 7?

R. Désolé, ce n'est pas vrai. Souvenez-vous que l'on nous a confirmé lors de l'audience du vingt-quatre (24) mai que les pertes de la ligne à courant continu sont considérées comme faisant partie du réseau de charge locale vu que cette ligne est toujours présente pour les besoins du réseau.

Nous croyons donc que puisque quatre-vingt-dix-sept

pour cent (97 %) de l'énergie qu'elle transporte est dirigée vers les États-Unis, les pertes qu'elle engendre doivent être considérées comme pertes d'interconnexion, à partir du convertisseur jusqu'à la frontière. Ces pertes devraient donc être soustraites des pertes du service de charge locale.

67 Q. Pouvez-vous, Monsieur Roberge, nous donner un exemple?

R. En première approximation, nous établissons que les pertes d'une ligne à courant continu d'une longueur de mille kilomètres (1000 km) sont de deux cent quatre-vingt-dix-huit gigawatts (298 GWh) selon le tableau P-4. Ajoutons à cette valeur les pertes d'un convertisseur, que j'évalue à cinquante et un gigawatts (51 GWh) dans les circonstances. Cette valeur nous a été fournie par Hydro-Québec lors d'une de nos demandes. Ceci porte les pertes totales de la ligne plus le convertisseur à trois cent quarante-neuf gigawatts (349 GWh).

On continue. Dans le tableau du modèle analytique quatre-vingt-dix-neuf (99) (tableau P-5), on établit à sept mille six cent cinquante et un gigawatts (7651 GWh) les pertes du réseau de charge locale pour un taux de pertes de cinq point dix pour cent (5,10 %). Si de sept mille six cent cinquante et un (7651) l'on soustrait les trois cent quarante-neuf gigawatts (349 GWh) de la ligne et de son

convertisseur, il reste sept mille trois cent deux gigawatts (7302 Gwh) pour le réseau de charge locale. Le reste est une simple règle de trois. Si des pertes de sept mille six cent cinquante et un (7651 GWh) correspondent à cinq point dix (5,10 %), des pertes de sept mille trois cent deux gigawatts (7302 GWh) devraient donc correspondre à quatre point huit six pour cent (4,86 %).

Alors on dira plutôt que quatre point huit plus deux point neuf font sept point sept ($4,8 + 2,9 = 7,7$) si l'on utilise la valeur moyenne de deux point quatre-vingt-huit pour cent (2,88 %) du tableau précédent, de la dernière colonne du tableau P-4.

68 Q. Du tableau P-4?

R. P-4 : profil variable, deux point quatre-vingt-huit pour cent (2,88 %); dernière colonne. La raison étant que les pertes de la ligne ayant changé d'allégeance, le fait de diminuer les pertes d'un côté reporte ces pertes sur l'autre côté. Mais ceci n'est qu'approximatif pour le moment car il faudrait regarder l'ensemble des interconnexions à courant continu pour obtenir un pourcentage moyen global.

Nous sommes d'avis que plus il y aura d'augmentation des transits passant par les interconnexions à courant continu, plus il deviendra difficile de distinguer les transits qui sont requis pour le

service de charge locale par rapport à ceux des autres utilisateurs, tant internes qu'externes. Il serait inopportun, je crois, de faire payer par la clientèle locale des pertes attribuables aux transactions des clients externes ou aux transactions de stockage d'énergie ou d'achat-revente, import-export si vous voulez, à des fins strictement commerciales.

De cette façon, l'ajout des pertes d'interconnexion se faisant selon une règle de mathématique, il sera beaucoup plus facile d'identifier ces pertes séparément si besoin est afin de les imputer au bon utilisateur, la mesure comme telle ne pouvant les distinguer.

69 Q. On nous a dit chez Hydro-Québec, lors de notre contre-interrogatoire du panel sur les pertes, qu'on ne pouvait pas faire les calculs l'année deux mille (2000) au niveau des pertes uniformisées pour savoir si on était toujours à cinq point deux (5,2) de taux uniformisé. Selon vous, est-ce possible d'estimer... je veux préciser qu'on n'avait pas encore les données réelles et qu'on n'était pas capables de le faire. Selon vous, est-ce possible d'estimer rapidement si on est toujours à un taux uniformisé de cinq point deux (5,2) en deux mille (2000)?

R. Nous avons fait un calcul, lequel se retrouve au tableau P-6. Dans la partie du haut, ça représente la

situation actuelle, c'est-à-dire la moyenne des quatre dernières années, où on constate que si on passe de cinq (5 %) à cinq point deux pour cent (5,2 %), l'augmentation des térawattheures pour la charge locale est de point vingt-neuf (0,29), alors que du côté du point à point, on a une diminution de moins point trente-cinq (- 0,35). C'est des vases communicants, autrement dit, ce qu'on gagne d'un côté, on le perd de l'autre.

Si on prend l'année deux mille (2000) et qu'on applique exactement la même règle, on réalise qu'on aura, on augmentera les ventes au Québec de zéro virgule soixante et un térawatts (0,61 TWh) en équivalent de pertes, alors que les ventes hors Québec auront un gain de moins point soixante térawattheures (- 0,60 TWh).

Ce qui est à remarquer là-dedans, c'est que pour obtenir cet équilibre-là, l'uniformisation devrait se faire à cinq point quatre (5,4).

70 Q. Au lieu de cinq point deux (5,2)?

R. Au lieu de cinq point deux (5,2). Sinon, il n'y aura pas équilibre entre les deux.

71 Q. Quelle est votre conclusion, Monsieur Roberge, sur les pertes?

R. Je recommande un taux de pertes pour le réseau sans les interconnexions et un autre taux de perte calculé

et ajouté mathématiquement au premier lorsqu'un transit utilise les interconnexions à courant continu.

72 Q. Monsieur Roberge, passons maintenant au deuxième volet de votre mandat, qui vous avait été confié par le regroupement ARC-FACEF-CERQ et qui concernait plus précisément l'utilisation de rabais pour le service court terme des tarifs de transport. Voudriez-vous bien résumer les principaux résultats de votre travail sur les rabais?

R. Parlons d'abord des rabais, oui. C'est est en effet sous le thème des * Conditions d'accès au réseau de transport + que j'ai examiné les arguments fournis par Hydro-Québec (HQT-10, document 1, et HQT-10, document 4.1) concernant l'utilisation de rabais pour ses transactions de court terme, conformément aux dispositions des annexes 7 et 8 de * Tarifs et conditions + (HQT-11, document 2).

Le principal point sur lequel s'appuie Hydro-Québec pour justifier des rabais a trait à la rentabilité. Je cite :

La politique de rabais est conçue pour inciter les intervenants dans le marché à effectuer des transactions qui, sans rabais, ne seraient pas rentables et partant,

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

ne seraient pas

exécutées. (HQT-4, document 1, page
16, lignes 12-14)

C'est donc sous l'aspect technique de
l'optimisation du réseau que j'ai entrepris cette
étude et mes conclusions sont les suivantes :

- L'application de rabais par Hydro-Québec durant l'année mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998), année que j'ai étudiée tout particulièrement en utilisant les données du tableau fourni par Hydro-Québec à l'occasion de la Commission parlementaire réunie pour l'étude du Plan stratégique 2000-2004 les vingt-cinq (25) et vingt-sept (27) janvier deux mille (2000), était requise sans quoi les transactions d'achat-revente auraient été difficilement réalisables vu leur faible rentabilité.
- Depuis juin deux mille (2000), l'évolution du marché américain est telle que les rabais ne sont plus nécessaires et il y aurait lieu de croire que l'ère des rabais est terminée, ce que vient d'ailleurs de confirmer Hydro-Québec tout récemment.
- Quant à la nouvelle proposition d'Hydro-Québec au sujet des deux conditions

essentielles pour offrir un rabais, elle rejoint nos préoccupations et nous satisfait. Elle nous laissera le temps de réfléchir davantage sur les modalités d'applications d'éventuels rabais compte tenu que Hydro-Québec ne prévoit pas en octroyer avant trois ou cinq ans.

- Parlons maintenant de l'article 22.1 et des activités d'achat-revente qui sont en fait des activités d'importations-exportations et de stockage d'énergie, lesquelles devraient normalement être traitées comme des activités de point à point si l'on s'en tient à l'esprit des définitions fournies par Hydro-Québec.

Compte tenu de la situation de monopole de HQ Production dans ce marché, l'utilisation de cet article pourrait se faire de façon abusive au détriment de l'activité réglementée. C'est pourquoi nous avons recommandé une reformulation de cet article suite à une question de la Régie, où nous proposons d'éliminer l'expression * sans engager de coûts additionnels de service de transport non ferme de point à point +, de façon à ne pas fermer la porte à toute possibilité de récupération par TransÉnergie d'une partie des revenus de court terme.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

Ceci complète ma présentation.

- 73 Q. Merci. On en serait rendus à la présentation de monsieur Co Pham. Madame la greffière est en train de distribuer le document de présentation de monsieur Co Pham, que l'on a coté ARC-FACEF-CERQ-2, document 3, et monsieur Co Pham procédera également avec la projection sur écran des différents acétates.

LE PRÉSIDENT :

Pardon, Maître Tardif, est-ce que, vous prévoyez combien de temps pour cette présentation-là? C'est juste pour une cause...

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur Co Pham nous a indiqué, selon son estimation, quarante-cinq (45) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Alors on va prendre une petite pause-santé de quinze minutes.

Me CLAUDE TARDIF :

Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

(10 h 45)

REPRISE DE L'AUDIENCE

Me CLAUDE TARDIF :

Avant l'ajournement, Monsieur le Président, on en était à la présentation de notre expert monsieur Co Pham. Je demanderais à monsieur Co Pham de bien faire sa présentation. Merci.

M. CO PHAM :

Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs, Mesdames et Messieurs. J'aimerais vous présenter aujourd'hui ma preuve. J'ai reproduit ici les acétates.

A la page 2 du document de présentation, j'ai résumé les deux enjeux les plus importants en ce qui concerne la méthode d'allocation des coûts. En fait, le regroupement ARC-FACEF-CERQ m'a donné comme mandat d'évaluer la méthode d'allocation des coûts proposée par Hydro-Québec et voir si cette méthode est équitable ou non et de recommander les améliorations pour que cette méthode-là soit équitable.

Je reconnais que dans cette cause-là, pour les tarifs de transport et pour Hydro-Québec Production, le consommateur de charge locale, les tiers, il faut absolument arriver à des tarifs de transport équitable. C'est l'enjeu le plus important. Ces

tarifs équitables doivent être basés, selon moi, sur les coûts tels qu'exigés ou pratiqués par l'industrie électrique.

Je comprends très bien que dans cette cause c'est la chose la plus facile... la plus difficile, excusez-moi. Pourquoi? Parce que, depuis trente (30) ans, nous avons dit à tout le monde au Québec aussi bien qu'à l'étranger, nous avons un réseau de transport, un parc de production hydroélectrique unique au monde. Comment on va faire pour assurer des tarifs équitables? Nous n'avons pas beaucoup de modèles éprouvés à l'étranger, aux États-Unis et à l'extérieur du Québec. Donc, c'est un choix extrêmement important.

Il y a le deuxième enjeu, c'est-à-dire les impacts très importants sur les tarifs de distribution. Voilà. Ici, c'est une tradition réglementaire d'assurer qu'il y a une cohésion, une cohérence méthodologique. Selon mon expérience, il n'y a aucun organisme réglementaire, il n'y a aucune entreprise qui change de méthode, de méthodologie à tout bout de champ. Si vous regardez l'expérience de la FERC lors de la discussion pour l'ordonnance numéro 888, qui est à l'origine de l'ouverture du réseau, vous allez voir la discussion sur la cohérence méthodologique, le choix entre les méthodes 1 PC, 12 PC. J'ai

reproduit dans mon rapport certaines discussions sur ce choix-là.

Ici, au Québec, c'est encore davantage plus important pour la Régie et pour les consommateurs. Pourquoi? C'est parce que c'est une question... lorsqu'on doit prendre le tarif de distribution, c'est simplement le tarif de fourniture plus la part raisonnable ou juste, équitable du coût de transport plus la part de tarif de distribution proprement dit.

Alors, c'est un choix que la Régie doit faire pour assurer l'équité à travers la chaîne traditionnelle de production, transport, distribution. Qu'est-ce que j'aimerais souligner, soumettre respectueusement à la Régie, c'est une question de cohérence méthodologique qu'on doit assurer dès ce moment.

Comment j'ai fait pour assurer... c'est quoi mon approche pour proposer un choix, une méthode d'allocation équitable? J'ai suivi les conseils ou bien l'expérience des institutions de réputation internationale, c'est-à-dire l'Association des services publics américains, l'Association des régisseurs américains et toutes ces institutions-là ainsi que toute la pratique de l'industrie électrique en termes d'allocation des coûts. On dit tout le temps : il faut refléter le système, les

caractéristiques du système qu'on veut représenter, qu'on veut allouer les coûts. Ici, au Québec, c'est bel et bien la caractéristique hydroélectrique.

Alors, le deuxième critère c'est de respecter...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

74 Q. Excusez-moi, Monsieur Co Pham, une seconde.

R. Oui.

75 Q. Je veux faire quelque chose qui m'agace depuis dix minutes.

R. Oui. Pardon?

76 Q. Je ne vous vois pas.

R. Ah! Je peux me mettre debout si vous permettez, je suis encore plus à l'aise. Moi je suis plus à l'aise comme ça. Vous permettez?

77 Q. Restez, restez assis, ça va, j'ai enlevé l'appareil et je vous vois. C'est parce que j'avais l'autre appareil exactement dans votre visage là.

R. Oui.

78 Q. Ça ne vous ressemblait pas beaucoup.

R. Oui. O.K.

Pour choisir une méthode d'allocation des coûts, j'ai suivi un deuxième critère, c'est-à-dire de respecter les liens de causalité. En fait, ces liens de causalité-là, vous avez ici sur l'acétate numéro 3, la Régie a dit :

La Régie considère que la méthodologie d'allocation des coûts devrait respecter certains principes standards dont les liens de causalité des coûts.

C'est dans la décision numéro 2102 à la page 62.

On note que, en fait, première chose, c'est la causalité des coûts qu'il faut respecter. Deuxième chose, c'est une pratique standard lorsqu'on doit allouer les coûts. Ceci prouvait, ou bien appuyé par NARUC qui a dit : *Attribuez les coûts aux différentes catégories de clients sur la base des coûts causés par ces clients.*

Les coûts causés par ces clients, c'est quoi? C'est qu'est-ce qui a causé le coût de puissance, qu'est-ce qui a causé le coût d'énergie au Québec. Qu'est-ce qui a... est-ce que le chauffage électrique, le secteur résidentiel, les exportations, comment ils ont causé ce coût-là dans le système de transport d'Hydro-Québec? C'est ça que j'ai compris, qu'il faut essayer de chercher, d'identifier c'est quoi ces raisons-là et puis allouer des coûts correctement.

Qu'est-ce que j'ai offert? C'est tout simplement de suivre le chemin inverse de... lorsque je dois compiler les coûts, c'est-à-dire quand on construit le réseau, on a très bien écouté le panel d'Hydro

Québec et les intervenants, on fait la prévision de la demande, la demande c'est la demande de puissance et d'énergie, pas juste de puissance.

On construit les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques, on fait la connexion par le transport, il y a des transports, toutes sortes de lignes de transport, de postes d'interconnexion, on suit ce chemin-là et enfin on fait, dans le service au client pour allouer les coûts, je fais sur papier le chemin inverse pour dire : bon, là, maintenant, on a les coûts du réseau, comment on doit retrouver ou bien attribuer à ces clients-là correctement les coûts que chacune des catégories tarifaires ont causé ou bien chacun des usagers du service de transport a causé à l'entreprise, au réseau de transport. Voilà l'essentiel.

Mais c'est aussi difficile que de départager les coûts d'un repas de groupe, qui est-ce qui a pris le vin, qui est-ce qui a pris un mets principal?

Alors, aujourd'hui, je vais vous parler de trois choses. Premièrement, j'ai entendu parler beaucoup sur la puissance et l'énergie, il y a même certaines incompréhensions pour ma thèse sur la puissance et l'énergie. Alors, je vais réserver une bonne partie de ma présentation sur les raisons pourquoi j'ai

proposé d'allouer les coûts de transport en fonction à la fois de la puissance et de l'énergie. Je dis bien à la fois parce qu'il y a eu certaines incompréhensions, il y a toujours deux composantes, à mon sens, pour le coût de réseau de transport.

Deuxièmement, je vais résumer les éléments, les principaux éléments de chacune des méthodes qu'on considère, qu'on discute ici, c'est-à-dire la méthode 1 PC, utilisation du système, 12 PC et, troisièmement, je vais traiter de l'allocation distincte de certaines fonctions.

Voilà. A la page 5 de mon document de présentation, j'aimerais soumettre à l'attention de la Régie l'idée qu'il y a toujours un tandem central éloigné et des lignes à très haute tension. J'utilise le terme * tandem + pour dire que les deux sont liés ensemble, c'est comme deux frères jumeaux. En fait, si on essaie de regarder, de comprendre l'évolution historique de notre réseau de transport, vous voyez qu'en mil neuf cent trente et un (1931), quand on construit la centrale Beauharnois, tout près de Montréal, le coût de transport est très peu élevé.

Par la suite, au début des années soixante-dix (70), on a les fameux complexes Manic, Outardes, Churchill Falls, alors qu'il y a une naissance de cinq

premières lignes à sept cent trente-cinq kilovolts (735 kV). Après, nous avons le complexe La Grande de mil neuf cent soixante-dix-neuf (1979) jusqu'à environ mil neuf cent soixante-quinze (1975), en deux phases. Alors, nous avons six lignes à sept cent trente-cinq kilovolts (735 kV) et une ligne en courant continu.

L'idée c'est d'interpréter le coût de la partie la plus importante du réseau de transport d'Hydro-Québec, c'est-à-dire les lignes à très haute tension avec les centrales éloignées.

Actuellement, je ne sais pas si vous avez compté, on a parlé beaucoup de centrales, de réseaux de transport, actuellement nous avons à peu près soixante (60) centrales hydroélectriques qui sont connectées pour desservir la population.

Alors, à l'Annexe numéro 2 jusqu'à 4, j'ai reproduit les cartes et les schémas simplifiés du réseau pour fins de discussion. A la page 6 de mon document, voilà, le frère aîné de notre réseau de transport, c'est-à-dire les centrales hydroélectriques ou la Production.

Qu'est-ce que j'aimerais dire dans cet acétate-là, c'est qu'au niveau de la production, qu'il y a toujours une notion de capacité énergétique pour un

réseau hydroélectrique. La capacité énergétique est une première contrainte que les ingénieurs, que les planificateurs doivent prendre en compte. C'est une première chose qu'on doit regarder pour décider si on doit investir dans une centrale hydroélectrique. C'est le premier point.

Le deuxième point que j'aimerais signaler c'est que, O.K., on construit ces centrales-là et puis, par la suite, avec des lignes mais le coût des centrales inclut ou englobe la composante puissance et énergie, à la fois les deux. Hydro-Québec a présenté, dans la cause tarif de fournitures, une proportion de trente-trois pour cent (33 %) pour la puissance et de soixante-sept pour cent (67 %) pour l'énergie. On peut parler longtemps sur la précision de ces chiffres-là mais qu'est-ce que j'aimerais dire c'est que oui, pour la centrale hydroélectrique, il y a deux composantes : puissance et énergie.

Ces deux composantes-là ont été déterminées par une fraction que Hydro-Québec a soumis ici mais, essentiellement, j'aimerais dire qu'il ne faut pas suivre le planificateur des centrales dont je faisais partie ou bien l'aspect *engineering*, l'aspect génie pour dire : bon, toutes les centrales c'est juste l'énergie, c'est juste de l'eau, de l'eau. Non, il faut regarder c'est quoi, qu'est-ce que ça donne au

bout de la ligne, au bout, à la sortie des centrales. C'est pour ça qu'on a trente-trois pour cent (33 %) pour la puissance parce que c'est une valeur économique du service des centrales que les clients, que les consommateurs reçoivent. On n'attribue pas nécessairement selon un paramètre de visage sur la table à dessin des ingénieurs de planification, non. C'est une... il faut regarder c'est quoi, qu'est-ce que ça donne comme résultat. C'est ça l'approche.

Alors, à la page 7, je regarde la même chose pour le transport. Le transport à Hydro-Québec, à ma compréhension, Hydro-Québec est toujours une entreprise intégrée. Vous avez entendu parler des hauts dirigeants d'Hydro-Québec ici, on a parlé, emprunté de l'argent comme une entreprise intégrée. Depuis trente (30) ans, on a toujours planifié le réseau de transport de façon intégrée avec notre parc de production. C'est pour ça qu'on peut considérer qu'une partie très importante de nos lignes ont été planifiées de façon très intégrée avec les centrales pour minimiser les coûts totaux.

On a réussi de minimiser les coûts totaux, c'est-à-dire le coût de la centrale et les grandes lignes de transport. C'est un succès mais maintenant il ne faut pas, au moment d'allouer les coûts du réseau de transport, il ne faut pas séparer ça de façon

artificielle. Il faut regarder qu'est-ce que ça donne comme résultat, comme *output*, la puissance et l'énergie.

On a parlé beaucoup des lignes à très haute tension mais je soumetts qu'il y a aussi d'autres installations de transport, des transports à haute tension, à un niveau de tension moins élevé des postes d'interconnexion. Toutes ces installations-là, on peut traiter correctement pour voir c'est quoi la valeur économique de ce service-là.

(11 h)

Alors, à la page 8, puisqu'on a parlé beaucoup de puissance et d'énergie puis qu'il y a des incompréhensions. J'ai reproduit ici la façon comment je vois Hydro-Québec, une entreprise intégrée, satisfaire les besoins en puissance et en énergie. Alors à la colonne de gauche, vous avez la Production et le Transport; à la colonne au milieu, le Complexe Nord-Ouest.

Les données ont été prises dans la présentation de monsieur Daniel Vaillant et de monsieur Jean-Pierre Gingras, HQT-3, document 1.1. Ce sont, en ce qui concerne le Complexe Nord-Ouest, ce sont des données d'Hydro-Québec, des véritables données. À la colonne de droite, à l'extrême droite, la colonne marquée * Nucléaire +, c'est une filière énergétique.

Qu'est-ce que j'ai fait? J'ai pris l'énergie annuelle, une donnée, soixante-douze virgule quatre térawattheures (72,4 TWh), bon, j'ai calculé combien de groupes de nucléaire nécessaires pour fournir à peu près la même quantité d'énergie. Alors j'arrive au chiffre de seize groupes, ou seize centrales nucléaires, avec un facteur d'utilisation de quatre-vingt pour cent (80 %). Le facteur d'utilisation de quatre-vingt pour cent (80 %), ça veut dire quoi? Ça veut dire un fonctionnement pendant quatre-vingt pour cent (80 %) du temps pendant l'année. Le vingt pour cent (20 %) manquant, c'est pour l'entretien et les autres aléas.

Donc on a à peu près la même quantité d'énergie annuelle mais le Complexe Nord-Ouest, le complexe de la Baie James, on a la puissance de quinze mille cent quarante-six mégawatts (15 146 MW). Si je reviens à la colonne * Nucléaire +, les seize groupes ou les seize centrales nucléaires, avec une puissance unitaire de six cent trente-sept mégawatts (637 MW), j'arrive au chiffre de dix mille cent quatre-vingt-douze mégawatts (10 192 MW).

Ce dix mille cent quatre-vingt-douze mégawatts (10 192 MW) se transpose au Complexe Nord-Ouest, donc j'ai une bonne idée de l'équipement de base de la puissance nécessaire pour fournir la même énergie.

Alors la différence, les quatre mille neuf cent cinquante-quatre mégawatts (4954 MW), on peut associer à l'équipement de pointe qui est nécessaire pour suivre la demande pendant l'hiver, le chauffage électrique et l'éclairage, toutes ces affaires-là.

Si vous regardez le pourcentage, soixante-sept (67 %) et trente-trois pour cent (33 %), vous retrouvez la proportion que Hydro-Québec a utilisée dans le tarif de fourniture. Donc sans aller dans les questions de précision, on retrouve à peu près l'idée que le complexe hydroélectrique a deux composantes : une composante énergie et une composante puissance. Mais pour amener cette énergie ou cette puissance-là aux grands centres de consommation, ça nous a pris sept lignes à très haute tension, c'est-à-dire les six lignes à six cent trente-cinq (636) kV et la ligne à courant continu.

Par contre, pour la filière nucléaire, qui a été une option dans le temps, la taille et le coût sont beaucoup moins élevés. Pour se convaincre de ça, on n'a qu'à comparer la taille et le coût de notre réseau de transport par rapport à la taille du réseau de transport de la province voisine, l'Ontario; on va voir tout de suite qu'il y a une grosse différence.

Si on regarde la page 9 de mon document, on a

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

encore

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

une meilleure idée sur l'effet de la construction des centrales éloignées sur le coût de transport. Alors j'ai reproduit ici une étude d'Hydro-Québec qui a été rendue publique, c'est le document * Le placement économique des projets dans la cause 3398 +, HQ-18, document 1.

Alors le coût réel en cents par kilowattheure (4/kWh) en dollars de mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (\$ 1994) dont il y a une certaine différence avec le cents en kilowattheure (4/kWh) actuellement en deux mille un (2001), mais le coût de La Grande Phase 2, seulement la partie transport, ça coûte zéro virgule six cent le kilowattheure (0,6 4/kWh); ça, c'est du réel.

Le coût du projet Grande Baleine, qui a été abandonné, c'est zéro virgule six cent le kilowattheure (0,6 4/kWh) aussi. Donc on peut comprendre que c'est dans la même région. Par contre, pour revenir à notre filière énergétique de comparaison, la filière nucléaire, le coût de transport associé à une centrale nucléaire, c'est seulement zéro virgule un cent le kilowattheure (0,1 4/kWh).

Donc il y a une grosse différence pour le coût de transport entre la construction d'une centrale

hydroélectrique éloignée et la construction d'une centrale nucléaire, pour la même quantité d'énergie. Et ça, ça explique pourquoi il faut faire attention quand on alloue les coûts de transport du réseau d'Hydro-Québec.

On regarde maintenant la page 10 de mon rapport, du document de présentation. Je veux revenir aux liens de causalité pour le cas de TransÉnergie. Je vois comme réalité, c'est qu'il y a une partie très importante des installations à très haute tension qui n'auraient jamais vu le jour sans le choix d'Hydro-Québec de construire des centrales hydroélectriques éloignées.

Je dis bel et bien : c'est un choix, c'est un choix que nous avons fait, que Hydro-Québec a fait et que les consommateurs ont supporté pendant des décennies. Mais la rentabilité des installations de transport à très haute tension est intimement liée aux centrales.

C'est quoi l'effet sur l'allocation des coûts? Je propose qu'il faut répartir les coûts en puissance et en énergie, c'est-à-dire le résultat de tous ces liens-là de la même façon pour les centrales éloignées et le transport associé.

On peut comprendre en regardant la comparaison

thermique - hydroélectrique. Qu'est-ce qu'on voit à la colonne rosâtre * Thermique + ? Ici, aux fins de comparaison, je reprends un peu la pratique empirique d'un réseau thermique pour allouer le coût de puissance et énergie. Alors la production, d'habitude, un réseau thermique, on alloue le coût selon la puissance. Bon, ça va. Le transport, c'est encore la puissance.

Mais les frais de combustible, qui sont très élevés, c'est à l'énergie. Au bout de la ligne, le coût de revient d'un système thermique, c'est à peu près vingt-cinq pour cent (25 %) pour la puissance, vingt-cinq pour cent (25 %) pour le transport, on parle de capacité, de puissance, et cinquante pour cent (50 %) pour le combustible, pour vous donner une idée.

Le transport, dans la majorité des cas, on dit, o.k., c'est le coût en fonction de la puissance mais si on attribue ce coût-là en fonction des douze puissances maximales d'une année, il y a une grosse différence, c'est une façon indirecte pour dire qu'il y a la composante énergie. On va revenir là-dessus par après, mais juste pour vous dire que la règle empirique dans les eaux thermiques, puissance et énergie, qui est la puissance quand il y a un poids élevé du coût du combustible.

Quant à nous, hydroélectrique, la production, on a attribué une partie en puissance, une partie en énergie. Le transport associé, qu'on vient de voir, c'est-à-dire la partie des installations à très haute tension, ça donne le même résultat, la même valeur économique du service, alors on peut attribuer ce coût-là en fonction de la puissance et de l'énergie. Puis les autres équipements de transport, notre proposition, c'est de regarder, d'attribuer selon le même, de la même façon, selon le facteur d'utilisation, qu'est-ce que ça donne comme puissance et énergie si on fait des mesures réelles.

Comme remarque, pour cette comparaison-là, le coût de la composante énergie est incluse implicitement dans l'étape d'investissement, c'est-à-dire dès le moment où Hydro-Québec décide de construire une centrale hydroélectrique et une ligne de transport, implicitement il y a une composante énergie dans le coût.

À la page 12, je présente quelques appuis pour cette idée-là. En fait, qu'est-ce que j'aimerais dire, c'est que l'idée d'allouer une, le coût en énergie, de la composante énergie pour le réseau, une ligne de transport, c'est une idée, c'est une pratique qui a été acceptée par NARUC. Et Hydro-Québec même, pendant des années, a appliqué le même principe avant

l'ouverture du réseau pour la partie très haute tension, c'est-à-dire on va allouer de la même façon le coût de transport à très haute tension à l'énergie et à la puissance. L'ARC-FACEF-CERQ a déposé les autres documents en question.

Lors de la discussion pour l'ordonnance numéro 888 aux États-Unis par la FERC, certains intervenants américains ont même proposé de tenir compte de l'énergie, de la composante énergie lorsqu'il s'agit d'hydroélectricité. Donc ce n'est pas un phénomène unique ou bien, à Hydro-Québec, c'est un phénomène qu'on peut dire que c'est lié à la décision de construire des centrales hydroélectriques.

Si on va maintenant à la page 13, ce sont des données, des résultats, des variations que j'ai présentés dans mon rapport d'expertise. Alors nous avons quatre cas : le cas de la méthode 1-PC proposée par Hydro-Québec, la méthode utilisation du système, la méthode des 12-PC et la méthode cent pour cent (100 %) énergie. Je dois préciser que la méthode cent pour cent (100 %) énergie, ce n'est pas une méthode pratiquée, c'est juste pour illustrer c'est quoi l'extrémité par rapport à la méthode 1-PC, qui est basée uniquement sur la puissance annuelle maximale.

Donc vous avez le coût de la charge locale, tel

qu'évalué selon chacune des quatre méthodes. Vous avez le coût du point à point; pour le point à point, bon, pour la charge locale tout d'abord, on remarque que le coût de la charge locale selon la méthode 1-PC, si on passe à la méthode utilisation du système, c'est un peu moins élevé. Si on passe à la méthode des 12-PC, le coût de la charge locale diminue encore, qu'il y a une certaine tendance parce qu'on considère de plus en plus l'énergie.

Le service point à point, c'est la tendance contraire. Alors donc, pour évaluer dans ce cas-ci c'est quoi les cas pour le service point à point, c'est-à-dire la partie réservée par Hydro-Québec, les trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3844 MW), on a une différence de quarante millions (40 M\$) et quatre-vingt millions (80 M\$), dépendant des méthodes. C'est énorme, c'est une différence de quatorze pour cent (14 %) et vingt-huit pour cent (28 %).

(11 h 20)

À la page 14 de mon document, je reproduis une étude de sensibilité du facteur d'utilisation pour les exportations d'Hydro-Québec, c'est-à-dire le service point à point annuel. Alors. on voit que plus le facteur d'utilisation augmente, plus la part des coûts, c'est-à-dire la part de responsabilité pour le service point à point annuel augmente jusqu'à... Bon.

La méthode 1 PC, ça correspond à un facteur d'utilisation de soixante pour cent (60 %) et la part des coûts des exportations annuelles d'Hydro-Québec, c'est deux cent quatre-vingt-huit millions (288 M\$). Ça, c'est la méthode 1 PC.

Si on regarde le facteur d'utilisation théorique, cent pour cent (100 %), on pourra arriver à trois cent quatre-vingt-onze millions (391 M\$). C'est une différence de trente-cinq pour cent (35 %). J'ai pris dans mon étude le chiffre, le facteur d'utilisation de soixante-seize pour cent (76 %), qui correspond, si ma mémoire est bonne, à un facteur d'utilisation réel de l'année quatre-vingt-dix-neuf (99) ou l'année deux mille (2000), quatre-vingt-dix-neuf (99) je pense. Mais c'est juste pour exprimer l'idée que plus on utilise le réseau pour les exportations, si on occupe la partie du réseau plus longtemps, plus la part des coûts augmente. Donc, quand on fait un, quand on choisit un mode de facturation au montant fixe, comme Hydro-Québec proposait, ça favorise évidemment les exportations, un facteur d'utilisation élevé.

À la page 15, je reproduis le coût de transport dans les tarifs de détail. Ici, il s'agit d'une projection. Je raisonne comme ci. Qu'est-ce qui va arriver si la Régie devrait appliquer les mêmes

méthodes lors de la cause de distribution à venir?
Qu'est-ce qui va arriver si on applique la même logique, par exemple si on dit, O.K., tous les coûts du réseau de transport vont être exprimés, doivent être calculés en fonction de la pointe annuelle?

Vous avez la partie en bleu. Si on calcule les tarifs de détail, la part du transport, par la méthode utilisation du système, c'est la partie rouge. Et l'autre partie, c'est la méthode des 12 PC. On voit que pour la catégorie domestique, c'est-à-dire la catégorie qui consomme le plus de puissance par rapport aux autres clients, la méthode 1 PC sur-alloue environ deux cents millions (200 M\$) par année.

On passe maintenant à la page 16. Ici, j'aimerais préciser une notion, c'est-à-dire la composante puissance de pointe et le chauffage électrique. On a parlé beaucoup de chauffage électrique. Chaque fois qu'on parle de tarif du chauffage électrique, on parle de puissance. Donc, c'est quoi la différence? Qu'est-ce que ça donne si on doit comparer les résultats des méthodes?

Alors, vous avez le coût en cents par kilowattheure par la méthode 1 PC qui est de un virgule quatre-vingt-treize cents du kilowattheure (1,93 4/kWh); la

méthode utilisation du système, c'est un virgule cinquante-neuf (1,59 4/kWh); la méthode 12 PC, un virgule cinquante un (1,51 4/kWh). Pour la catégorie grande puissance, si j'applique la même logique pour chacune des méthodes, on arrive à un point zéro deux (1,02 4/kWh), un point vingt-cinq (1,25 4/kWh), un point vingt et un (1,21 4/kWh).

Je prends le rapport des coûts de transport unitaire en cents par kilowattheure de la catégorie domestique par rapport à la catégorie grande puissance, j'arrive à des ratios de un virgule quatre-vingt-huit (1,88 4/kWh); un virgule vingt-huit (1,28 4/kWh); un virgule vingt-cinq (1,25 4/kWh).

Pourquoi j'ai choisi la catégorie domestique et la catégorie grande puissance? C'est parce que la catégorie domestique, on a dit très souvent que c'est à cause du chauffage électrique, de l'interfinancement et toutes la batteries. La grande puissance, puisque j'ai choisi grande puissance? On a dit très souvent qu'il n'existe pas de composante de puissance; c'est une sorte de profil constant à l'année longue. Vous pouvez voir ça si vous regardez le profil constant d'une aluminerie. C'est à peu près ça.

Donc, la différence, ça me donne une idée comment les

méthodes tiennent compte du coût de la puissance. Je vois que la méthode 1 PC donne un résultat nettement très élevé pour la responsabilité du coût de puissance de catégorie domestique par rapport à la catégorie grande puissance. Par contre, la méthode utilisation du système, ça donne un rapport à peu près égal à celui qui a été reconnu, défini dans la Loi 116 pour le tarif de fourniture, un virgule vingt-huit (1,28 4/kWh) par rapport à un point trente et un (1,31 4/kWh). La méthode des 12 PC, ça donne un rapport de un point vingt-cinq (1,25 4/kWh).

J'aimerais signaler une opinion, c'est que la méthode utilisation du système, la méthode des 12 PC, puisqu'il existe une différence entre le coût unitaire en cents par kilowattheure de la catégorie domestique et de la catégorie grande puissance, on peut dire que les deux méthodes alternatives proposées à la Régie tiennent compte adéquatement de l'effet du chauffage électrique. Je dirais adéquatement. Si on va regarder en détail, il faut des profils de consommation, des profils du chauffage de façon exacte.

Mais c'est faux de dire que la méthode utilisation du système ou la méthode des 12 PC ne tiennent pas compte de la puissance, de l'effet du chauffage électrique ou bien de la puissance. C'est faux. La

seule différence, c'est que la méthode utilisation du système et la méthode des 12 PC tiennent compte à la fois des deux composantes, puissance et énergie, selon qu'est-ce qu'on voit.

Si on regarde maintenant la page sur la méthode du 1 PC. J'aimerais faire un résumé succinct de la différence entre ces trois méthodes-là. Alors, la méthode du 1 PC, puisque c'est tout basé sur la puissance maximale annuelle. Alors, évidemment, la méthode 1 PC ne tient pas compte de la cause, de la raison de l'approvisionnement en énergie par des ressources hydroélectriques. Vous pouvez arriver au même résultat si vous avez installé du nucléaire tout près des centres de consommation, il n'y a aucune différence.

Mais l'écart significatif entre les demandes en hiver et en été, ça a été mentionné dans la preuve de l'expert d'Hydro-Québec, monsieur Ren Orans, cet écart-là ne justifie en rien l'adoption éventuelle de la méthode 1 PC, selon moi.

Pourquoi? C'est parce que, ce n'est pas parce qu'il existe un écart qu'on peut dire, bon, il faut choisir la méthode 1 PC. Il faut regarder pourquoi, comment nous avons construit notre réseau pour répondre à cet écart-là. Qu'est-ce qui a coûté?

Puisqu'on a parlé beaucoup de tests, tout ça, j'aimerais attirer votre attention sur l'annexe numéro 8 qui est la dernière page de mon document de présentation. Bon. La méthode 1 PC et les tests. En premier lieu, avant de parler des tests, j'aimerais signaler que la méthode 1 PC ne passe jamais le test le plus important de l'allocation des coûts de toute l'industrie électrique, c'est le test de la causalité des coûts. Pour moi, c'est le test le plus important avant de parler d'autre chose.

À mon avis, le test, la méthode 1 PC ne passe même pas un deuxième test important, c'est le test de l'opinion publique, de l'opinion des scientifiques, pourquoi vous avez choisi la méthode 1 PC; est-ce que vous avez construit la Baie-James, le réseau de transport de la Baie-James seulement pour la puissance. Ça ne veut rien dire que le réseau est conçu pour répondre à la puissance. Le réseau, n'importe quel réseau américain, canadien peut toujours répondre à la puissance annuelle si on a une bonne planification. Ce n'est pas une façon pour justifier l'adoption d'une méthode, de la méthode 1 PC.

Si on parle du réseau intégré, c'est encore pire. Tous les réseaux de transport des provinces, des États américains sont intégrés. Donc, tous ces mots-

là ne justifient en rien, à mon avis, l'adoption éventuelle de la méthode 1 PC. Il faut regarder la cause de ces coûts-là; comment on a construit ça.

Mais maintenant, si vous ne croyez pas ça, on peut regarder les tests que l'expert d'Hydro-Québec, monsieur Albert Chéhadé, a signalé, c'est la série des trois tests de la FERC. Lorsqu'on doit passer de la méthode que la FERC a reconnue, la méthode des 12 PC à la méthode 1 PC. Alors, j'ai remarqué que, dans la réponse à un engagement, l'engagement numéro 59 d'Hydro-Québec, le document HQT-10 document 1.7.8 à la page 12, pour le test numéro 3, les chiffres réels montrent soixante-dix-huit, soixante-dix-neuf pour cent (78-79 %) par rapport à la limite de quatre-vingts pour cent (80 %) fixée par la FERC.

J'aimerais signaler une chose. Ces chiffres-là, cette limite-là comporte une marge d'erreur. C'est quand on calcule les normes, les standards, il y a toujours une certaine marge d'erreur. Donc, on est proche de la limite, mais il faut faire attention. La situation peut être renversée dans le proche futur par trois raisons que je vois.

La première raison, si on fait, on implante un programme d'efficacité énergétique puis que la pointe en hiver sera diminuée, l'écart entre le coût, entre

le profil en hiver puis en été sera diminué au risque d'avoir à changer de méthode à moyen et à long terme. La même chose, si on tient compte que, dans le futur, tel que prévu par Hydro-Québec, le taux de croissance du secteur industriel sera plus élevé, beaucoup plus élevé que le taux de croissance du secteur résidentiel. Je pense que le chiffre, c'est un rapport de cinquante pour cent (50 %). Alors, on va avoir une sorte de nivellement pour le profil de consommation.

Le troisième élément, c'est que plus Hydro-Québec exporte de l'énergie aux marchés américains, dont la pointe est en été, on va être encore à un autre nivellement. Donc, tout ce que je veux dire, c'est qu'on est dans une situation assez limite, assez fragile pour ce genre de test-là.

Je reviens maintenant à la méthode utilisation du système.

11 h 30

Qu'est-ce qui est propre à cette méthode utilisation du système qu'Hydro-Québec a utilisée pour le coût de production? C'est une méthode qui établit les proportions de puissance et énergie selon le facteur d'utilisation. À l'annexe 5, je représente graphiquement le facteur d'utilisation, la notion de coût de puissance et coût de l'énergie. On peut

regarder ça.

Bon. Je reproduis dans ce graphique les douze puissances maximales mensuelles fournies par Hydro-Québec et la réservation de trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3844 MW). On voit qu'il y a une zone aux alentours de soixante-deux (62), soixante-trois (63) qui représente un minimum de constance à l'année longue. Ça, ça correspond à la notion de transport d'énergie. On doit avoir les équipements pour transporter continuellement pendant les douze mois, les trois cent soixante-cinq (365) jours, les huit mille sept cent soixante (8760) heures de l'année cette quantité d'énergie.

La différence entre le restant pour la partie en haut, c'est la partie du coût de transport qui nous permet de répondre aux besoins variables en hiver ou bien dans des situations que les équipements de base ne suffisent pas, pendant les pannes, l'entretien. Donc, il y a une différence. La beauté de la méthode utilisation du système, c'est que c'est basé sur des données réelles.

Maintenant, on revient à l'acétate numéro 18. La beauté de cette méthode-là, que ce soit pour la production ou bien pour le transport, c'est un établissement de la part des coûts de puissance et

d'énergie d'une façon objective. C'est un établissement objectif. Les données sont mesurables, la Régie peut contrôler, peut vérifier ces données-là. Il n'y a pas de favoritisme ou bien de biais imputé par cette méthode-là.

Autrement dit, si le profil, le facteur d'utilisation, le profil de la charge locale donne beaucoup de puissance, moins d'énergie, si le profil d'une autre catégorie donne plus d'énergie et moins de puissance, on n'a qu'à appliquer cette méthode-là pour dire, bon, on a des coûts basés sur quelque chose de mesurable, de vérifiable pour la même logique. Cependant, on n'a rien pour rien. Cette méthode-là est très exigeante en termes de données. On doit vérifier qu'est-ce que ça donne comme facteur d'utilisation des parties du réseau qu'on veut vérifier, qu'est-ce que ça donne comme données pour chacune des catégories tarifaires, pour chacun des services de transport. C'est très, très exigeant en termes de données.

Mais bien sûr, Hydro-Québec a utilisé cette méthode-là, comme j'ai mentionné au tout début, pour la partie production dans la cause 3398.

Je passe maintenant à la méthode des 12 PC. Mon premier énoncé, c'est que la méthode des 12 PC, c'est

la méthode standard reconnue par la FERC pour les services américains; la méthode des 12 PC tient compte de la puissance et de l'énergie. C'est difficile à comprendre, mais je vais prendre une minute pour vous expliquer cette notion-là.

Pourquoi? Quand on prend douze puissances maximales mensuelles, on retrouve en quelque sorte indirectement la notion de l'énergie.

Par une définition de la physique, l'énergie est égale à la puissance multipliée par la durée. Si vous prenez la première heure lors du mouvement de la pointe, vous avez la puissance multipliée par une heure, ça donne tant d'énergie. Vous prenez la deuxième heure, ça vous donne une autre quantité d'énergie. Si vous répétez ça, vous vous approchez de la définition même de l'énergie. Quand on prend les douze puissances maximales, les douze mois, c'est une façon rapide pour tenir compte de l'énergie mais aussi de la puissance. De la puissance pourquoi dans notre cas à Hydro-Québec, au Québec? Parce qu'on a quatre mois d'hiver avec des puissances très élevées. Alors, quand on fait la somme de ces quatre mois-là sur les douze mois, on a, on représente en quelque sorte la puissance. Mais l'énergie c'est les douze mois.

Donc, c'est une méthode, c'est bizarre mais on dit,

O.K., c'est douze puissances mais pourquoi c'est la puissance et l'énergie? Oui, c'est par... c'est une question de définition même de l'énergie. Alors, cette méthode-là est aussi reconnue par la FERC et utilisée par la majorité des réseaux. Je pense que parmi les cent ou cent cinquante réseaux américains, canadiens, la majorité, sauf les quatre, les cinq compagnies qui utilisent la méthode 1 PC.

Je vous fais remarquer que pour le cas de la Colombie-Britannique qui a un réseau hydroélectrique semblable au nôtre, ils ont fait deux choses. Ils ont fait la notion des GRTA's, le coût de transport associé à la production et ils ont appliqué aussi la méthode des 12 PC qui reconnaît indirectement la part de l'énergie. C'est complètement différent avec la méthode 1 PC.

La troisième caractéristique de la méthode des 12 PC, ce sont des applications faciles, ça a été reconnu par la FERC, la FERC a utilisé la méthode des 12 PC lors de l'ordonnance numéro 888 en invoquant le motif que c'est connu par la majeure partie des réseaux américains. C'est une application extrêmement facile. Cette méthode-là des 12 PC, Hydro-Québec connaît très bien la méthode des 12 PC.

En effet, j'ai reproduit ici trois cas qu'Hydro

Québec a utilisé la méthode des 12 PC.

Vraisemblablement, en mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), dans le Règlement 659, pour le tarif point à point mensuel. Le deuxième cas, Hydro-Québec a utilisé la méthode des 12 PC pour la partie Transport. Bon. Le deuxième cas, c'est le coût de transport dans le cas du tarif dans la cause 3398. Et le troisième cas, c'est le tarif point à point mensuel proposé par Hydro-Québec dans cette cause même. Hydro-Québec peut dire, bon, c'est un * biling déterminance +, c'est toutes sortes de paramètres, mais Hydro-Québec nous a confirmé que c'est l'équivalent des résultats, c'est l'équivalent de la méthode 12 PC.

Si on regarde maintenant la page 20 qu'il y a la partie qui est très pointue, c'est la partie de l'allocation du coût de la ligne à courant continu et des interconnexions. Les chiffres mêmes d'Hydro-Québec ont confirmé que le coût de la ligne à courant continu est très élevé par rapport à celui des autres lignes. De mémoire, c'est une différence marquée de quarante à cinquante pour cent (40-50 %).

La deuxième chose, c'est que cette ligne-là est utilisée très peu pour les besoins québécois, au moins pour les années quatre-vingt-dix-neuf (99) et l'année deux mille (2000). Normalement, quand on fait

l'allocation des coûts, ou bien quand on fait...
ce n'est pas les coûts d'un repas de groupe devant
ce genre de situation-là, d'une différence
marquée, et en termes de coût et en termes de
l'utilisation, il faut faire, on peut faire, on
doit faire une allocation distincte des coûts pour
les interconnexions.

Il y a encore un autre problème. C'est que les
interconnexions à Hydro-Québec à l'exception des
postes d'interconnexion avec Churchill Falls sont
utilisées en majeure partie le soir, le jour à
très forte utilisation, donc ce n'est rien relié
avec la puissance de pointe. Et puis on alloue
dans la méthode 1 PC selon ce fameux paramètre-là
qu'il y a une sorte d'iniquité. Bon. C'est pour
cette raison-là que je dirais qu'il y a des signes
d'iniquité, qu'il faut absolument chercher à
convaincre le monde. C'est quoi, est-ce que c'est
juste, est-ce que c'est équitable. C'est pour ça
que, je dirais, il faut absolument faire une étude
avec des données précises pour éviter que les
consommateurs québécois doivent payer pour ces
équipements-là.

Est-ce que... Ça, c'est au niveau de l'allocation
des coûts. Est-ce que, au niveau de la pratique
réelle, au niveau de la tarification, est-ce qu'il
y a des exemples? On peut regarder l'annexe numéro
7. J'ai

reproduit ici le cas de la Colombie-Britannique pour la partie long terme ferme. Alors, on voit que les tarifs, la Colombie-Britannique a fait deux tarifs réels, deux tarifs différents pour les chemins, pour les chemins, Colombie-Britannique/États-Unis, Alberta/États-Unis et pour le restant. Il y a une différence de tarif réel de dix pour cent (10 %).

Même si je sais qu'Hydro-Québec explique cette différence-là par la congestion ou bien par une autre, qu'il y a d'autres intervenants qui expliquent ça par l'efficacité économique, tout ça, mais tout ce que je veux dire, c'est qu'il est possible de faire des tarifs point à point pour différents chemins, quelle que soit la raison : l'équité, la congestion.

Je reviens maintenant à la page 21. La fameuse fonction soutien. Cette fonction-là regroupe à peu près quinze pour cent (15 %) des coûts totaux du réseau de transport. Mon observation, c'est qu'on n'a aucune preuve que ces coûts-là varient avec la puissance de pointe, aucune. Alors qu'est-ce qu'on fait? Est-ce qu'on a le droit d'imputer ce coût-là en fonction de la puissance de pointe? Je dirais non. Qu'il faut regarder ça sous une autre optique. Ma recommandation, c'est d'allouer ce coût-là en fonction de l'énergie, pas parce que je dirais que ça varie avec l'énergie, mais c'est une façon de

récupération stable à travers les années.

À la page 22, ça concerne les raccordements spécifiques au tarif L et aux autres clients. Les données d'Hydro-Québec montrent qu'il y a quarante-quatre millions (44 M\$) en deux mille un (2001) pour ces raccordements très spécifiques. La pratique dans l'industrie électrique est NARUC. Tout le monde a dit qu'on peut allouer ce coût-là directement aux usagers, aux bénéficiaires de ces raccordements spécifiques.

J'arrive maintenant à la fin, mes trois recommandations à la Régie. Premièrement, je recommande que la Régie rejette la méthode du 1 PC et tous les tarifs basés sur cette méthode-là. La deuxième recommandation, la Régie considère comme alternatives la méthode de l'utilisation du système et la méthode des 12 PC. Et la troisième recommandation, exiger l'allocation distincte des coûts de certaines fonctions que j'ai présentées tout à l'heure. Je termine ma présentation.

Me CLAUDE TARDIF :

- 79 Q. Merci, Monsieur Co Pham. J'aimerais peut-être une seule question. Est-ce que c'est possible que vous nous expliquiez, en tout cas particulièrement à moi, la différence entre une 12 PC et une 12 NPC et

quelles sont les conséquences qu'on doit en tirer selon vous?

- R. Oui, Maître Tardif. Commençons par la définition tout d'abord. La puissance coïncidente. J'ai donné la définition exacte dans mon rapport d'expertise, dans la partie glossaire, petit lexique. Maintenant, je vais résumer rapidement. La puissance coïncidente, coïncidente avec quoi? Coïncidente avec la pointe du réseau. C'est ça l'essentiel, c'est-à-dire on mesure la puissance coïncidente d'une catégorie de consommateur par rapport à la pointe commune de tout le monde.

Tandis que la puissance non coïncidente, c'est-à-dire ça représente quoi? Ça représente la puissance maximale qui peut être appelée par une classe de consommateurs, c'est son point maximal mais qui ne correspond pas avec le moment de la pointe du réseau, c'est la pointe non coïncidente. Par exemple, une petite industrie, une manufacture peut avoir sa puissance maximale qui ne correspond, qui se produit en été, qui ne correspond en rien avec la pointe du réseau en hiver. C'est un exemple. Il y a bien d'autres exemples.

Pour allouer ces coûts-là entre la puissance, pour allouer le coût du réseau de transport en fonction de la puissance coïncidente ou en fonction de la

puissance non coïncidente, il faut encore, selon moi, revenir à la notion de causalité, le test le plus standard. Je dirais, pour la puissance coïncidente, pourquoi on peut considérer par exemple que les douze lignes à très haute tension peuvent être... le coût des douze lignes peut être alloué en fonction de la puissance coïncidente? C'est parce qu'au moment le plus critique, au moment de la pointe du réseau, nos bons ingénieurs du réseau de transport ont utilisé tous les moyens du réseau pour essayer de répondre à cette pointe maximale. Donc ça explique la cause de l'utilisation. La puissance coïncidente explique la notion d'utiliser le réseau de transport.

Tandis que, pour la partie non coïncidente, il faut regarder, peut-être qu'on a des parties, par exemple, à très haute tension ou bien au niveau de la distribution, c'est la puissance non coïncidente qu'on peut prendre comme paramètre d'allocation. Donc, c'est toute une différence entre la partie la plus importante du réseau et la partie dont l'utilisation, dont le paramètre d'allocation peut être très régional, très particulier à un quartier, à une zone particulière. À mon avis, c'est ça la différence. Il faut regarder c'est quoi la cause de la construction de certaines parties du réseau.

80 Q. Est-ce que vous avez d'autre chose à rajouter sur cette question-là?

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

R. Non, ça va.

81 Q. Merci.

Me CLAUDE TARDIF :

Ça constitue la présentation du regroupement ARC-FACEF-CERQ. Les témoins sont disponibles pour les contre-interrogatoires.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Tardif. Maître Lafontaine, je pense que vous pourriez bénéficier de la pause du midi.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Si ça convient évidemment à la Régie, ce serait peut-être préférable compte tenu de toute façon qu'on n'envisageait pas, là, contre-interroger, avoir un contre-interrogatoire qui durait des heures, même la pause du midi pourra nous aider à ramasser tout ça puis peut-être gagner du temps.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Alors reprise à une heure (1 h).

Me JACINTE LAFONTAINE :

Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. Me Claude Tardif

(13 h 05)

REPRISE DE L'AUDIENCE

LE PRÉSIDENT :

Je vois le procureur de la Régie debout.

Me PIERRE R. FORTIN :

Avec votre autorisation, je vais rester debout
pour deux secondes, pas plus par exemple.

LE PRÉSIDENT :

Donnez-nous pas le titre de ce matin là.

Me PIERRE R. FORTIN :

Bien, justement, suite à cette référence-là, je
veux simplement indiquer que j'ai remis à madame
la greffière le document et que des photocopies
ont effectivement été faites et elles sont
disponibles pour tous les intervenants ici à
l'avant là, pour le document coté Régie 6. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Aviez-vous une autre question?

Me CLAUDE TARDIF :

Une précision.

LE PRÉSIDENT :

Une précision.

Me CLAUDE TARDIF :

Mon expert monsieur Roberge m'a demandé, il voulait faire une précision relativement à, il avait utilisé des mégawatts et je crois que c'était... parce qu'il parlait que c'était des mégawatts/heure.

82 Q. Est-ce que c'est exact?

M. GÉRALD ROBERGE :

R. Oui, il y a à avoir des gigawatts/heure.

83 Q. O.K. Gigawatts.

LE PRÉSIDENT :

Dans tout son exposé?

Me CLAUDE TARDIF :

Non, lorsqu'il présentait et c'est ça que j'essayais... je vais juste vous le préciser là. Lorsqu'il était dans l'explication du tableau P-5, lorsqu'on parlait de gigawatts, c'était plutôt de gigawatts/heure.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Hydro-Québec, Maître Lafontaine, on vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JACINTE LAFONTAINE :

Merci. Bonjour Madame, Messieurs. Comme on en est enfin à la comparution de ARC-FACEF et CERQ dans le dossier, mes questions, en débutant, seront d'ordre général et seront davantage adressées à madame Lacharité et à monsieur Thivierge.

- 84 Q. D'abord, Madame Lacharité, est-ce que, avant d'intervenir dans ce dossier, vous vous êtes vue confier par vos membres, les membres de l'ARC-FACEF, un mandat spécifique ou particulier?

Mme MANON LACHARITÉ :

R. Oui.

- 85 Q. Quel était ce mandat?

R. De regarder les enjeux de la cause et d'en faire une analyse, de regarder si nous devions intervenir et si les portes qui demeuraient ouvertes après l'adoption de la *Loi 116* nous permettaient de faire des gains pour les consommateurs.

- 86 Q. Et de quelle façon vous êtes allée chercher ce mandat, est-ce que ça a été fait dans le cadre d'une résolution écrite, d'une assemblée générale de vos membres?

R. La façon dont nous fonctionnons à ARC-FACEF, qui sommes deux regroupements qui travaillons de plus en plus ensemble, c'est que nous avons formé un comité énergie conjoint qui regroupe des membres des deux associations. Alors, ce comité se réunit

régulièrement pour regarder le cheminement des dossiers, regarder les points d'intervention que nous désirons prendre et c'est à l'intérieur de ce comité-là que se prennent les décisions.

Toutes les décisions que nous prenons à l'intérieur de ce comité sont en relation avec ce qu'on appelle le cahier des priorités qui est adopté à chaque année lors de l'assemblée générale annuelle où tous les membres sont présents et chacun des groupes d'intervention, là je vous parle de l'énergie mais nos deux groupes couvrent aussi les télécommunications au CRTC, couvrent aussi les organismes génétiquement modifiés, l'accès à la justice, bref, on a peut-être une quinzaine de dossiers d'intervention.

Alors, chacun, dans le cahier des priorités, nous présentons à l'assemblée générale annuelle les points d'intervention que nous entendons faire tout en maintenant évidemment les grands enjeux classiques, si je peux me permettre l'expression, qui fait que nous véhiculons une cohérence de messages ici. Je vais vous donner un exemple, dans le cahier des priorités, l'efficacité énergétique revient toujours, ça demeure une priorité au sein de nos groupes que nous véhiculons la préoccupation que nous avons afin d'avoir une efficacité énergétique au niveau de

l'énergie.

Alors, à partir du moment où ce cahier est adopté par l'assemblée générale annuelle, cela donne à chacun des comités la marge de manoeuvre qu'il a finalement. Quand moi je parle d'efficacité énergétique, par exemple, je n'ai pas besoin à chaque point de revenir pour faire valider parce que je sais que je suis à l'intérieur des bornes qui me sont laissées.

87 Q. Il est formé de combien de personnes ce comité énergie conjoint?

R. Ah! je vais les compter, attends une minute. O.K. Voulez-vous... je vais les nommer. Ronald O'Narey de l'ACEF du Nord; nous avons Alain Robert de l'ACEF de l'Estrie; nous avons Hélène Arsenault de l'ACEF de Lanaudière; nous avons Joseph Caron qui est employé chez nous à Action Réseau; nous avons quelqu'un de l'ACEF Rive-Sud de Québec qui a dû quitter pour faire autre chose et puis il me semble qu'il m'en manque un, je m'excuse, il m'en manque un, il me semble qu'on est cinq-six là.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Manon Lacharité.

R. Manon Lacharité, bien oui, regarde donc ça.

Me JACINTE LAFONTAINE :

88 Q. Et pourquoi pas. Il y avait aussi madame Laliberté!

LE PRÉSIDENT :

Sur la rue Panet.

R. Monoparentale, deux enfants.

Me JACINTE LAFONTAINE :

89 Q. En ce qui concerne le mémoire, plus spécifiquement le mémoire qui a été déposé à la Régie de l'énergie. Est-ce que lui il a fait l'objet d'une approbation spécifique par vos membres?

R. Par le comité énergie, il a été soumis au comité énergie. Nous en avons déduit que nous étions à l'intérieur des balises, qu'on ne disait rien qui sortait du cadre de nos interventions habituelles. Nous avons conclu que ce que nous disions là-dedans permettait de défendre les intérêts des consommateurs résidentiels. Alors, on n'a pas besoin de revenir se valider, nous sommes décisionnels à ce niveau-là, dans ces cadres-là.

Si on avait pris une position qui était carrément à l'extérieur du cadre d'intervention qu'on a habituellement, évidemment que là on se serait validé auprès de l'assemblée générale annuelle ou on aurait pris une résolution plus officielle mais nous étions à l'intérieur du cadre d'intervention.

90 Q. Je vous remercie. Monsieur Thivierge, dans la demande d'intervention du CERQ, qui a été formulée auprès de la Régie en décembre quatre-vingt-dix-neuf (99), il

est précisé que vous représentez, c'est ce que vous avez mentionné ce matin, notamment des organisations syndicales oeuvrant dans le domaine de l'énergie. Dans la mesure où vous employez le mot * notamment +, qui d'autre que des organisations syndicales représentez-vous?

M. JEAN-PAUL THIVIERGE :

R. Je n'ai pas bien compris là la manière que... c'est parce que comme j'ai dit ce matin là, il y avait des organisations syndicales du domaine de l'électricité puis d'autres du domaine gazier. Mais c'est surtout là pour représentant là, Centre d'études réglementaire, c'est là.

91 Q. Mais ce que je veux simplement préciser, Monsieur Thivierge, c'est que le Centre d'études réglementaires, il est uniquement formé de membres d'associations ou d'organisations syndicales.

R. Oui.

Mme MANON LACHARITÉ :

R. Pardon, je me suis souvenue du nom, c'est Christiane Lessard de l'Abitibi-Témiscamingue. Je m'excuse.

92 Q. Et est-ce que ces divers membres-là se réunissent régulièrement?

M. JEAN-PAUL THIVIERGE :

R. Ce qui arrive c'est qu'on a, au CERQ, il y a un

mandat, qu'on rencontre les gens des syndicats occasionnellement pour certains syndicats, dans les domaines des causes à défendre, pour voir leur intérêt à ce qu'on les représente dans ces causes-là parce que souvent ils n'ont pas de, comment je dirais ça là, de parties de leur organisme qui peuvent venir ici à la Régie pour suivre des dossiers là, ils s'occupent plus des choses normales de syndicats là.

93 Q. Et quand vous dites * on rencontre les syndicats + et tout ça, c'est qui ça * on +, est-ce un comité ou un groupe restreint?

R. Bien, c'est les gens du conseil d'administration du CERQ.

94 Q. Qui est formé de combien de personnes?

R. On est quatre personnes au conseil d'administration. Je suis secrétaire.

95 Q. Qui sont les autres membres du conseil d'administration?

R. Il y a un membre du syndicat du SPSI dans le domaine de l'électricité puis il y a un membre du domaine des...

96 Q. Pouvez-vous me donner leurs noms, Monsieur Thivierge?

R. Jean-Marc Pelletier du SPSI.

97 Q. Oui.

R. François Bisson pour le Syndicat des employés du gaz naturel, section local 463. Puis il y a monsieur Reid qui est un ancien de l'IREQ qui est retraité.

98 Q. Et en ce qui concerne le CERQ, est-ce que les

positions, qui sont exprimées dans le mémoire qui a été déposé à la Régie de l'énergie, ont fait l'objet d'une consultation auprès de l'ensemble des membres, donc de l'ensemble des syndicats?

R. Ça a été fait plutôt parce que les orientations déjà envisagées, quand on demande aux syndicats s'ils veulent qu'on les représente, ils nous donnent l'enlignement qu'ils ont et ensuite on fait un... on a vu là le mémoire qu'on a présenté, il a été approuvé par le c.a. du CERQ, les membres l'ont vu, bien, les dirigeants des syndicats impliqués l'ont vu puis ils ont dit que c'était conforme.

99 Q. Donc, vous me parlez des quatre personnes qui sont membres du conseil d'administration.

R. Oui, plus là, s'il y en avait d'autres qui étaient dans ces syndicats-là, par la structure syndicale, ils ont été impliqués là-dessus mais ça ce n'est pas... c'est de la façon que chacun le fait.

100 Q. Qu'est-ce qui a justifié dans ce dossier, Monsieur Thivierge, l'association entre ARC-FACEF qui représente des consommateurs et le CERQ qui représente des organisations syndicales?

R. Bien, la première chose c'est que normalement là, les syndicats c'est des personnes puis ces personnes-là sont touchées par les implications que ça peut donner là, quelques milliers de syndiqués, c'est quelques milliers de consommateurs aussi là, j'espère en tout cas. Puis l'autre chose c'est que les intérêts puis

l'expertise qu'on avait étaient convergents avec les... avec ARC-FACEF. Souvent, dans des dossiers, on a été pas mal près, tout ça, ça coïncidait puis c'est la volonté aussi de la Régie de l'énergie d'essayer de regrouper puis de réduire le nombre d'intervenants.

101 Q. Est-ce que, effectivement, il a dû y avoir des arbitrages par rapport au mémoire ou à peu près tout était convergeant entre ARC-FACEF et CERQ.

R. Bien, il y a eu pas mal convergence là dès qu'on a commencé à rédiger le mémoire, tout ça, on a vu que ça coïncidait pas mal.

102 Q. Donc, ce que vous me confirmez aujourd'hui c'est que les membres du CERQ, que vous représentez, adhèrent sans réserve aux positions exprimées dans le mémoire qui est déposé à la Régie.

R. Bien, sans réserve là, mettons qu'on a trouvé des intérêts convergents, on ne peut pas dire que mur à mur, des fois, c'est sans réserve là. Mais je pense que c'est coïncidant comme intérêts là.

103 Q. Bien, où c'était pas convergent là, pourriez-vous me donner certains exemples?

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, c'est que je n'en ai pas contre la question de ma consœur en contre-interrogatoire, j'en ai sur l'objectif qui est visé. Lorsqu'on a décidé de se réunir, il a été décidé que

des groupes représentant suffisamment d'intérêts convergents puissent se réunir afin de minimiser les frais qui étaient occasionnés.

On ne refera pas toute l'histoire là de toutes ces discussions-là qu'il y a eu autour, à savoir, bon, qu'est-ce qui a amené et où on a... j'ai fait adopter par monsieur Thivierge le mémoire comme étant la position du regroupement CERQ. C'est bien sûr que le mémoire, tel qu'il est rédigé, on l'a adopté, il est approuvé, bon. Est-ce qu'il y a certains sujets qui ont pu être discutés, est-ce que... mais il y a une position qui est commune.

Bien entendu, si on commence à refaire toute cette discussion-là qu'on a eue, bien, je pense qu'on s'en va dans une situation qui n'est pas vraiment pertinente pour les fins de la Régie. Je pense que si vous voulez qu'on refasse tous les arbitrages et les longues discussions et les longues réunions qu'il a pu y avoir sur un sujet, ça va être assez long. Et puis que je dois vous dire comment que ça s'est résolu puis quels intérêts on a tenu en compte puis qui a été appelé, et cetera. Ça m'apparaît quelque chose que je ne pense pas qu'on ira bien loin puis qu'on apprendrait grand-chose à la Régie.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THEMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CREQ
C.-int. Me Jacinte Lafontaine

LE PRÉSIDENT :

Où est-ce que vous vous en allez, Maître
Lafontaine?

Me JACINTE LAFONTAINE :

En fait, ce n'est pas du tout ce qu'on demande là,
qu'on refasse les discussions qu'il y a eues dans
le cadre des échanges entre ARC-FACEF et CERQ.
Simplement, c'est que monsieur Thivierge vient de
me dire qu'il n'approuve pas même si le mémoire a
été déposé, il dit : * Nous, on ne l'approuve pas
sans réserve ce mémoire-là +. Donc, pour bien
connaître la position de l'Association, on demande
* bien, c'est quoi les réserves que vous avez à
l'égard du mémoire qui a été déposé +. Simplement,
s'il n'y en a pas, il me dit non.

LE PRÉSIDENT :

Mais le fait qu'il y a eu des points de
convergence et des points de divergence, est-ce
que ça va rendre les tarifs plus justes et plus
raisonnables ou est-ce que...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Non, mais je ne veux pas savoir quels étaient, à
l'époque, les points de convergence ou de
divergence. Ce que le témoin me dit aujourd'hui,
Monsieur le Président, c'est qu'il y a certaines
réserves quant au mémoire qui a été déposé. Je lui
demande

simplement aujourd'hui quelles sont ses réserves pour que la Régie soit en mesure de connaître quelle est effectivement la position du CERQ qui est formulée devant la Régie. C'est les réserves qu'il y a par rapport au mémoire.

Je ne demande pas de refaire l'historique des discussions puis des échanges qu'il y a eus dans le passé. Il me dit ce matin que le CERQ a certaines réserves quant au mémoire qui a été déposé. Mais pour bien connaître la position du CERQ qui est soumise à la Régie, c'est essentiel, à mon avis, de connaître ces réserves, s'il en est.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, je ne pense pas que le témoin a témoigné qu'il a dit qu'il avait des réserves avec le mémoire. Et si on lui pose la question, j'aimerais ça entendre la réponse où on lui demande si le CERQ a des réserves ou non avec le mémoire tel qu'il a été déposé.

M. JEAN-PAUL THIVIERGE :

R. Bien, c'est exactement ça, je ne sais pas pourquoi vous avez eu cette perception-là mais le CERQ a approuvé et a aidé à rédiger le mémoire puis c'est entièrement notre position. Ce qui s'est passé avant la rédaction du mémoire là, ce n'est pas dans cette

cause.

Me JACINTE LAFONTAINE :

104 Q. Je vous remercie, Monsieur Thivierge. Monsieur Co Pham.

M. CO PHAM :

R. Oui.

105 Q. Monsieur Co Pham, j'ai annoncé ce matin que je reviendrais sur certaines questions quant à votre curriculum vitae. Il est mentionné que vous agissez comme consultant en réglementation, planification et tarification de l'énergie. En ce qui concerne la planification, si je me réfère effectivement à votre c.v., je comprends que vous avez fait de la planification opérationnelle chez Hydro-Québec?

R. Oui, j'ai fait de la planification opérationnelle.

106 Q. Ça n'a pas de lien ça avec la planification de réseau de transport, de la planification opérationnelle?

R. J'ai jamais prétendu que je fais de la planification du réseau de transport.

107 Q. Maintenant, en ce qui concerne votre expérience en tarification.

R. Oui.

108 Q. Vous mentionnez qu'il s'agissait, entre autres, d'évaluer des coûts de fourniture d'électricité aux clients. Est-ce qu'on comprend que ces coûts-là concernaient les tarifs finaux, c'est-à-dire les

tarifs des consommateurs d'électricité, les tarifs facturés aux consommateurs?

R. Quand j'étais à Hydro-Québec, c'est avant l'ouverture du réseau, on comprenait par tarif de fourniture la totalité, les trois composantes, production, transport et distribution. Donc, jusqu'à...

109 Q. Donc le tarif facturé au consommateur.

R. Facturé à chacune des catégories tarifaires.

110 Q. Je vais en venir, Monsieur Co Pham, à votre mémoire, à votre rapport, excusez-moi.

R. Um, hum.

111 Q. Et plus particulièrement à la page 34 de votre rapport qui a été produit comme pièce ARC-FACEF-CERQ-2, document 1.

R. Um, hum.

112 Q. Oui, page 34. Vous y faites état de certains résultats dans un tableau qui est intitulé * Coûts répartis par catégorie de services de transport - évaluation approximative +. Pour faire ces diverses simulations que vous avez faites en fonction des diverses méthodes, on comprend que vous avez toujours conservé le même volume de réservation point à point?

R. Oui.

113 Q. Vous n'avez pas fait d'étude de sensibilité?

R. Je ne sais... j'ai fait l'étude de sensibilité pour le facteur d'utilisation des exportations.

114 Q. Mais pas pour les coûts répartis par catégorie de consommateurs, on verra plus tard dans un tableau

suivant, on voit effectivement que vous avez fait une étude de sensibilité mais en ce qui concerne les facteurs d'utilisation. Mais en ce qui concerne... quand je vous dis que vous avez toujours conservé le même volume de réservation, vous n'avez pas fait d'étude de sensibilité quant aux modifications qui auraient pu être apportées, en fonction des volumes de réservation.

R. C'est-à-dire le volume de réservation, le nombre de mégawatts par année, non, Madame.

115 Q. Pourtant, est-ce que vous êtes d'accord, monsieur Co Pham, comme d'autres experts d'ailleurs sont venus le confirmer avant vous, qu'une augmentation du tarif point à point, surtout dans les proportions là que vous suggérez, quatorze pour cent (14 %), vingt-huit pour cent (28 %), vingt-deux pour cent (22 %), aurait sans nul doute un impact sur le nombre de réservations ou de transactions de point à point?

R. Madame, quand on parle de variation ou bien de l'import des prix, du tarif réel sur la quantité de réservations, on sort du domaine de l'allocation des coûts.

(13 h 20)

116 Q. Je vous amène maintenant à la page 36 de votre rapport où, effectivement, vous avez effectué une étude de sensibilité concernant le facteur d'utilisation des exportations. Pouvez-vous m'identifier, Monsieur Co Pham, les composantes du

coût de transport qui augmentent avec le facteur d'utilisation?

- R. Je n'ai pas identifié les composantes du réseau de transport qui augmentent avec le facteur d'utilisation des exportations. Qu'est-ce qu'on a fait ici, c'est une augmentation du volume d'énergie qui passe à travers la partie du réseau de transport qui nécessite cette quantité, ce transit.

Donc, c'est le même concept, les mêmes hypothèses que Hydro-Québec a utilisées pour calculer la méthode 1 PC. Je n'ai pas fait l'identification réelle comme pour Châteauguay, ligne courant continu, j'ai suivi exactement la même approche du réseau intégré et je vois le résultat.

L'idée, c'est qu'une augmentation du facteur d'utilisation, les exportations, pour qu'elles passent par les mêmes parties du réseau de transport nécessitées par cette quantité d'énergie, ça va prendre plus de temps, la durée est plus longue.

C'est comme si vous réservez une partie de terrain d'un corridor, vous utilisez plus longtemps, le facteur d'utilisation est plus élevé, la part de coût est donc plus élevée. Mais ce n'est pas une question qu'il ne faut pas aller chercher c'est quoi les, est-ce que ça va prendre d'autres équipements pour

augmenter cette quantité d'énergie, c'est le même équipement.

117 Q. En fait, je comprends l'étude que vous avez faite mais aujourd'hui, ce que je vous demande, Monsieur Co Pham, c'est : êtes-vous capable d'en identifier, des éléments de coût, qui vont accroître ou qui vont être modifiés en fonction du facteur d'utilisation?

R. Je ne suis pas capable d'identifier les coûts, les parties du coût qui vont augmenter, j'ai identifié le temps, la durée pour l'équipement que Hydro-Québec a estimé. Alors, si c'est une augmentation du facteur d'utilisation, ça veut dire que l'espace du réseau de transport, la partie du réseau de transport qui a été réservée ne pourra pas être occupée par les autres utilisateurs.

118 Q. Je vous amène maintenant à la page 24 de votre rapport.

R. Oui.

119 Q. Vous...

R. Juste une minute, s'il vous plaît?

120 Q. Excusez-moi, Monsieur Co Pham. Donc, vous y référez d'abord, au premier paragraphe, à la centrale Manic 5 P.A.; vous y référez également, à cette page 24, au deuxième paragraphe, à la centrale LG-2 P.A.

R. Oui...

121 Q. De même, au quatrième paragraphe, vous faites mention des centrales de Tracy, Bécancour, Cadillac et La Citière. Est-ce que, pour vous, ça, ce sont des

centrales de pointe?

Me CLAUDE TARDIF :

Juste une précision, Monsieur le Président. Toutes les centrales que vous venez d'énumérer à cette page-là?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui, en fait, qui sont mentionnées à la page 24 du rapport, monsieur Co Pham peut y référer.

M. CO PHAN :

R. La centrale Manic 5 Puissance Additionnelle, la centrale LG-2 A, la centrale Tracy, Bécancour, Cadillac, La Citière, on peut les appeler des centrales de pointe.

122 Q. Savez-vous combien d'heures par année Hydro-Québec utilise ces centrales?

R. Lesquelles, Madame?

123 Q. Bien, chacune d'entre elles, Monsieur Co Pham.

R. O.k. La centrale Manic 5 P.A., je ne sais pas exactement, à ce moment-ci, le nombre d'heures utilisées pour servir à la puissance de pointe mais en ordre de grandeur, lorsque j'étais à Hydro-Québec, la centrale Manic 5 P.A. peut facilement, de mémoire, c'est, peut faire fonctionner pendant trois mois, quatre mois, facilement, parce que le réservoir commun pour la centrale Manic 5 P.A. et la centrale

Manic 5, c'est le même réservoir et c'est un réservoir multi-annuel, qui est capable d'emmagasiner de l'eau pour une durée de quatre ans d'opération. C'est un ordre de grandeur.

124 Q. Et parlons maintenant de la centrale LG-2 P.A., et là, encore une fois, je vous demande un ordre de grandeur uniquement, Monsieur Co Pham...

R. Oui.

125 Q. ... des dizaines d'heures, des centaines d'heures. LG-2 P.A.?

R. La centrale LG-2 P.A., c'est le même principe que la centrale LG-2, alors je pense que c'est, ça peut fonctionner plusieurs heures, quatre mois facilement. Je n'ai plus de chiffres exacts mais c'est le principe, donc ça peut fonctionner des milliers d'heures.

126 Q. Si on parlait maintenant de la centrale de Tracy?

R. La centrale de Tracy, on peut, normalement, si Hydro-Québec utilise toutes les ressources, les autres ressources hydroélectriques, la centrale de Tracy ne fonctionne pas ou fonctionne très peu, c'est vraiment une centrale qu'on appelle * équipement de fine pointe +.

127 Q. La centrale de Bécancour?

R. La centrale de Bécancour, c'est une turbine à gaz, alors sur le plan économique, ça fonctionne très peu, en bas de trois cents (300) heures, sauf des cas d'urgence ou bien pour soutenir les autres besoins.

Je n'ai pas le chiffre exact mais sur le plan économique, la centrale de Bécancour fonctionne très peu pour les besoins de pointe, c'est la fine pointe, en bas de trois cents (300) heures.

128 Q. Cadillac maintenant?

R. Je n'ai pas les chiffres exacts mais c'est le même principe, Madame, Cadillac, La Citière, oui.

129 Q. Ça fonctionne très peu également, Cadillac et La Citière?

R. Oui.

130 Q. Est-ce que selon vous, Monsieur Co Pham, ces centrales sont utiles et nécessaires pour l'alimentation des Québécois?

R. Oui.

131 Q. Particulièrement en ce qui concerne la centrale de Tracy, seriez-vous surpris si je vous suggérais que, dépendamment de la demande, des conditions climatiques, il est même arrivé plusieurs années où ces équipements-là n'ont pas été utilisés, dans le sens où la centrale de Tracy n'aurait pas été utilisée pendant même plusieurs années, seriez-vous surpris, ou êtes-vous d'accord avec cette affirmation-là? Monsieur Thivierge semblait dire oui, faire signe de tête que oui. Bien, je ne sais pas, Monsieur Thivierge, avez-vous une réponse à donner?

R. J'aimerais donner la...

M. JEAN-PAUL THIVIERGE

R. Ce n'est pas moi qui est expert dans ce domaine-là.

132 Q. Parfait.

M. CO PHAM :

R. Pour la centrale Tracy, quand on parle du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale Tracy, il faut être précis pour quelle période, par exemple, lorsque l'entreprise a manqué d'eau, la centrale Tracy, de mémoire, a été utilisée comme une ressource énergétique qui fonctionne plusieurs heures en dehors de son fonctionnement normal comme une centrale d'équipement de pointe, de fine pointe.

Je pense, pour l'aider à fonctionner, je n'ai pas suivi mais si l'entreprise n'a pas besoin puis la fine pointe n'est pas là ou bien le besoin n'est pas là, je ne serais pas surpris de voir, d'entendre le fonctionnement zéro, mais le coût est là.

133 Q. On va maintenant en venir, Monsieur Co Pham, à la présentation que vous avez faite ce matin devant la Régie de l'énergie et j'aurai certains points que je vous demanderai de préciser par rapport à cette présentation. D'abord, à la page 12.

R. Oui.

134 Q. Vous y référez à l'ordonnance 888 rendue par la FERC...

R. Oui.

135 Q. ... en mentionnant que certains intervenants proposaient de tenir compte de l'énergie lorsqu'il s'agit d'hydroélectricité.

R. Oui.

136 Q. Vous mentionnez * certains intervenants + mais si je vous suggérais, Monsieur Co Pham, et là, je réfère à la page 30 de votre rapport, qu'en fait il y a un intervenant qui a demandé, qui a fait cette demande-là, c'est Seattle. Et si vous me permettez, puisque vous mentionnez à la page 30 :

*Lors de cette même discussion,
Seattle a soutenu que **l'allocation
des coûts basée uniquement sur la
puissance est inappropriée pour les
systèmes qui sont de prédominance
hydroélectrique...***

Donc, on comprend que ce n'est pas plusieurs intervenants qui ont fait ces remarques-là ou cette intervention-là mais un seul intervenant, Seattle, quand on parle de prédominance hydroélectrique?

R. Madame, si vous regardez à la page 30 de mon rapport, à la ligne 8, vous avez un extrait des discussions lors de l'ordonnance numéro 888 de la FERC, on trouve Atlantic City and Allegheny. Et en bas, à la page 25, vous avez le cas de Seattle.

137 Q. Est-ce que Atlantic City et Allegheny...

- R. À la ligne 25.
- 138 Q. ... c'est également hydroélectrique?
- R. Je ne sais pas exactement c'est quoi la composition exacte de Atlantic City et Allegheny.
- 139 Q. Vous référez effectivement à des discussions qui ont eu lieu devant la FERC mais est-ce que ce n'est pas exact de dire que ce n'est pas l'approche que la FERC a retenue?
- R. C'est exact, la FERC a retenu comme règle générale la méthode de 12 PC.
- 140 Q. Et est-ce que la FERC n'a pas également précisé que dans la mesure où la planification du réseau le justifiait, on pouvait utiliser la méthode du 1 PC?
- R. J'ai déjà cité cette orientation de la FERC dans le rapport, qu'est-ce que j'aimerais signaler, c'est que le mot * planification + doit être compris dans un sens très large et non pas la planification du génie, c'est la planification qui englobe bien des choses autres que le génie, que l'aspect technique.
- 141 Q. Je vous amène maintenant, Monsieur Co Pham, à la page 16 de votre présentation. Vous y référez au tarif de fourniture, vous référez également à la Loi 116, et on voit un montant de un point trente et un cent par kilowattheure (1,31 4/kWh). On comprend que ça, ce n'est pas un coût de transport?
- R. Madame, je m'excuse, peut-être c'est une erreur mais ici, c'est un rapport de tarif de fourniture de la catégorie domestique par la catégorie grande

puissance, ce n'est pas le coût.

142 Q. Ça n'a aucun lien avec le coût du transport?

R. Non, c'est le rapport du coût...

143 Q. Oui, du coût de fourniture...

R. C'est une erreur de colonne.

144 Q. Vous parlez du coût de fourniture, c'est ça.

R. Tarif de fourniture de la catégorie domestique par rapport au tarif de fourniture de la catégorie grande puissance.

145 Q. Nous allons maintenant à la page 19 de votre présentation, Monsieur Co Pham.

R. Oui.

146 Q. Et là, on va parler de la méthode des 12 PC.

R. Hum-hum.

147 Q. D'abord, et vous me corrigerez, quand vous avez parlé de cette méthode-là du 12 CP, il me semble que vous avez mentionné que c'était la méthode qui avait été retenue par BC Hydro, est-ce que c'est exact?

R. J'ai compris comme ça.

148 Q. Pouvez-vous me dire, me fournir les références à l'appui de cette affirmation?

R. Je pense que j'ai, à moins d'erreur, j'ai compris, lors du témoignage du docteur Ren Orans que BC Hydro utilise la méthode des 12 PC. Je pourrais vérifier ça.

Me CLAUDE TARDIF :

Est-ce que vous voulez qu'on en prenne un engagement?

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THEMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CREQ
C.-int. Me Jacinte Lafontaine

Me JACINTE LAFONTAINE :

Ça pourrait être un engagement.

Me CLAUDE TARDIF :

Engagement ARC-FACEF-CERQ, à vérifier si BC Hydro utilise la méthode des 12 PC.

M. CO PHAM :

R. Selon le docteur Ren Orans.

Me CLAUDE TARDIF :

Selon le docteur Ren Orans.

ENGAGEMENT 1 : Vérifier si BC Hydro utilise la
méthode des 12 PC, selon le Dr Ren
Orans

Me JACINTE LAFONTAINE :

149 Q. Toujours concernant la méthode du 12 PC, est-ce qu'à votre avis, la FERC a recommandé la méthode du 12 PC parce qu'elle captait mieux la composante énergie?

M. CO PHAM :

R. Je n'ai jamais rien vu sur la composante énergie et la FERC, j'ai expliqué ce matin, dans mon témoignage, c'est que si la Régie accepte la méthode des 12 PC, qu'il y a une raison en arrière, cette raison-là, c'est le reflet de la cause d'approvisionnement en

énergie, on n'a pas besoin de, le premier critère, ce n'est pas de copier les décisions de la FERC, le premier critère pour moi dans l'allocation des coûts, c'est la correspondance avec notre situation particulière.

Alors, j'ai longuement expliqué que la méthode des 12 PC reflète à la fois la puissance et l'énergie, indépendamment de l'orientation ou de la décision de la FERC.

(13 h 35)

150 Q. On s'en va tout de suite à la page 20 de votre présentation.

R. Oui.

151 Q. Vous avez mentionné lors de votre présentation que la ligne à courant continu avait généré des coûts nettement plus élevés que celui des autres lignes. Et vous avez parlé d'une proportion de quarante à cinquante pour cent (40-50 %) plus élevée.

R. Oui.

152 Q. Par rapport à quoi ce quarante à cinquante pour cent (40-50 %) plus élevé?

R. Vous me donnez une minute pour retrouver le calcul dans mon rapport. Dans mon rapport à la page 45, j'ai écrit comme suit à la ligne 9 :

Le coût de la ligne à courant continue est, toutes proportions gardées, d'environ 55 % plus élevé que le coût

moyen des anciennes lignes :

- coût de la ligne à courant

continu : 147 millions de dollars;

- coût des onze lignes à courant

*alternatif : 1037 millions de
dollars.*

- 153 Q. Et est-ce que ça comprend ça les postes convertisseurs, c'est-à-dire sans le coût des postes convertisseurs?
- R. De quels postes de convertisseurs vous parlez?
- 154 Q. À chacune des lignes, aux extrémités de la ligne.
- R. Ces chiffres-là proviennent de la définition des composantes pour ces lignes-là d'Hydro-Québec. Je vais vous donner la référence. Madame, j'ai retrouvé la source des données. La source des données, c'est à la page 42, ce sont des données fournies par Hydro-Québec dans HQT-10 document 2 page 3 de 5. Alors, le coût de transport à 450 kV (RMCC), réseau multiterminal courant continu, c'est bien cent quarante-sept millions de dollars (147 M\$).
- 155 Q. Ça va, je vous remercie, Monsieur Co Pham.
- R. Oui.
- 156 Q. Alors, vous, Monsieur Roberge... Monsieur Roberge, on comprend que vous avez quitté Hydro-Québec en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987); ça va faire bientôt ça quinze (15) ans. C'est exact?

M. GÉRALD ROBERGE :

- R. Oui.
- 157 Q. À l'époque où vous étiez chez Hydro-Québec, l'ouverture des marchés, ça n'existait pas?
- R. Non.
- 158 Q. TransÉnergie n'existait pas non plus?
- R. Non plus.
- 159 Q. Il n'y avait pas non plus à cette époque de contrat de transport et, vous me corrigerez, mais on peut même dire qu'il n'était peut-être même pas envisagé à cette époque-là?
- R. Non. D'accord.
- 160 Q. Avez-vous déjà été actif, Monsieur Roberge, en matière de commerce d'électricité ou de commercialisation de transport d'électricité?
- R. Jamais.
- 161 Q. Vous n'avez donc aucune expérience en matière de commercialisation de transport?
- R. Non, aucune.
- 162 Q. Et chez Hydro-Québec, vous n'aviez jamais participé à l'époque à l'élaboration d'une quelconque politique de rabais en matière de transport?
- R. Non.
- 163 Q. Vous ne l'avez pas fait non plus chez un autre transporteur depuis?
- R. Non.
- 164 Q. Est-ce qu'à l'époque où vous étiez à l'emploi d'Hydro-Québec vous aviez eu comme responsabilité à

un moment ou à un autre de calculer les niveaux de pertes sur les lignes de transport?

R. Oui.

165 Q. Dans quelle circonstance, Monsieur Roberge?

R. Premièrement, au tout début lorsqu'on a eu les premières lignes de 700 000 volts, on a mesuré les pertes et les pertes couronne sur les lignes.

166 Q. Je vous amène maintenant, Monsieur Roberge, au rapport qui a été déposé, et plus particulièrement à la page 17 de votre rapport. Vous y mentionnez à la ligne 15 que :

*Les interconnexions à elles seules
représentent 2 % ou plus de pertes
sur l'énergie transitée.*

On comprend que, ça, c'est cinq moins deux... sept moins cinq, mais où vous l'avez pris ce deux pour cent (2 %) là?

R. Le deux pour cent (2 %) de pertes sur les postes d'interconnexion?

167 Q. Oui.

R. Je l'ai pris parce que j'ai... parce que j'étais au courant des essais et des mesures qui avaient été faites dessus.

168 Q. Des mesures qui avaient été faites à l'époque où vous étiez à l'emploi d'Hydro-Québec?

R. Oui, oui.

- 169 Q. C'est-à-dire dans les années soixante-dix (70)?
R. Quatre-vingt-quatre (84).
- 170 Q. Quatre-vingt (80). Et vous vous souvenez de ça?
R. Il y a des choses qui ne s'oublient pas.
- 171 Q. Et est-ce que c'était sur l'ensemble des interconnexions, ça, ou sur lesquelles?
R. C'est que, moi, j'étais, à ce moment-là, je n'étais plus le chef de service qui faisait les essais, sauf que j'avais accès aux informations parce que j'étais le conseiller de monsieur Desroches qui était le directeur Automatismes et Communications et le service des Essais relevait de cette direction-là. J'ai toujours suivi les dossiers, j'ai toujours pris connaissance de tous les rapports techniques qui sortaient de là.
- 172 Q. On va donc aller à la page 8 de votre rapport. Je vous amène un petit peu en arrière. Je vais d'abord vous lire ce que vous avez écrit, Monsieur Roberge, aux lignes 26 à 31. Votre commentaire à l'effet que :

Les activités de stockage d'énergie et d'achat-revente se ressemblent puisque dans les deux cas, on achemine sur notre réseau de l'énergie produite à l'extérieur qui sert à alimenter la charge locale...

Je vous amène maintenant à la page 15 de votre

rapport aux lignes 20 à 23. Vous y mentionnez :

*Cette énergie traverse l'intercon-
nexion deux fois, une première fois
lorsqu'elle entre dans le réseau et
une seconde fois lorsqu'elle en
ressort pour y laisser 4 % de
pertes...*

Est-ce qu'on comprend que ce quatre pour cent
(4 %) là, c'est un montant brut, Monsieur Roberge?

R. Ça ne se fait pas dans le même temps. Et,
définitivement, à chaque fois qu'on traverse une
interconnexion, on y laisse deux pour cent (2 %)
de pertes. C'est un chiffre approximatif mais...

173 Q. Mais est-ce qu'on peut dire qu'il s'agit d'un
montant brut dans la mesure où vous n'avez pas
tenu, vous n'avez pas tenu compte des pertes
évitables ailleurs sur le réseau de transport dans
la mesure où sans achat ou stockage, il aurait
fallu produire l'électricité ici et la transporter
ici sur notre réseau de transport?

R. Non, la question ne se pose pas.

174 Q. Vous dites que le quatre pour cent (4 %), c'est un
montant net?

R. À l'interconnexion.

175 Q. Et ça, c'est votre témoignage en tant qu'expert en
matière de pertes de transport?

- R. Oui. La précision que je pourrais apporter là-dessus, c'est de la façon dont ça passe, est-ce que ça passe en superposition avec une autre énergie ou ça passe seul; est-ce que c'est en réception, est-ce que c'est en livraison? Mais il faut bien choisir une alternative.
- 176 Q. D'ailleurs, si je me rappelle bien, ce matin, vous avez précisé que, dès qu'on passe par une interconnexion, il y a nécessairement des pertes, là, que vous avez évaluées de l'ordre de deux pour cent (2 %)?
- R. Si à une interconnexion, il y a en même temps deux contrats qui passent et ils se partagent les pertes.
- 177 Q. Je vais vous exhiber copie d'un document, copie d'un document qui avait été, en fait c'est la présentation de NB Power. Je n'ai pas la cote exacte. C'est lors de la comparution de NB Power, il y avait eu une présentation sur acétate. J'en ai fait des copies supplémentaires, là, pour éviter les délais.

Me CLAUDE TARDIF :

Pour les fins du contre-interrogatoire, est-ce qu'on va trouver la cote?

Me F. JEAN MOREL :

C'est déjà au dossier.

Me CLAUDE TARDIF :

Oui, je sais, mais d'avoir la cote pour y référer.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Si vous permettez, je vais rechercher la cote exacte de cette présentation et je pourrai pour fin de référence, la fournir à la Régie.

Simplement pour monsieur Roberge.

- 178 Q. Monsieur Roberge, ça, c'est un document qui a été présenté par NB Power lors de leur présentation. Et on voit ici que dans ce document, il y a de l'élec-tricité qui est transitée et qui passe par deux postes de convertisseurs. On voit bien que l'électricité entre dans ce cas-là à Madawaska et ressort à Châteauguay. Et ce que NB Power nous dit, c'est qu'il y a eu un gain de pertes à ce moment-là de moins treize virgule un mégawatts (13,1 MW). Comment vous expliquez ça?

M. GÉRALD ROBERGE :

- R. Bien, il y a sans doute le transport entre les deux interconnexions qui s'ajoute.

- 179 Q. Expliquez-moi comment ça devrait venir modifier les pertes?

- R. L'explication que j'aurais, c'est que strictement du point de vue interconnexion, ça correspondrait à environ cinq mégawatts (5 MW). Et le cinq pour cent

(5 %) qui manque, c'est le cinq pour cent (5 %) de transit de point à point.

180 Q. Monsieur Roberge, c'est important... Oui.

LE PRÉSIDENT :

Maître Lafontaine, c'est juste pour vous dire que la cote, c'est NB Power-9.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Merci beaucoup, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Page 33.

Me JACINTE LAFONTAINE :

181 Q. En fait, Monsieur Roberge, quand je vous ai parlé de gain en pertes, là, c'est que ce n'est pas treize virgule un mégawatts (13,1 MW), c'est moins treize virgule un mégawatts (-13,1 MW).

R. C'est une chose évidente, c'est que les interconnexions ne génèrent pas d'énergie. Non, je n'ai pas d'explication.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Je vous remercie, Monsieur Roberge. Je n'aurai pas d'autres questions.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THEMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CREQ
C.-int. Me Jacinte Lafontaine

LE PRÉSIDENT :

Alors, pour les intervenants, le RNCREQ, est-ce que vous avez des questions à poser?

Me HÉLÈNE SICARD :

Non.

LE PRÉSIDENT :

Pas de questions. NEG, vous n'êtes pas là. Option consommateurs n'est pas là. OPG ne sont pas là. NB Power non plus. Groupe STOP-SÉ, maître Neuman n'est pas là. Bon. GRAME-UDD?

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Pas de questions, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Coalition industrielle, est-ce que vous avez des questions?

Me GUY SARAULT :

Pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

L'AIEQ ne sont pas là. ACEF de Québec, pas de questions?

M. VITAL BARBEAU :

Non.

LE PRÉSIDENT :

La Régie?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'ai qu'un seul sujet sur lequel je veux
interroger le panel.

- 182 Q. C'est plus particulièrement, Monsieur Roberge, à
votre témoignage concernant la politique de rabais
d'Hydro-Québec. Je voudrais vous référer dans un
premier temps à la recommandation, je crois que
c'est le numéro... excusez-moi, recommandation
numéro 11, qui se trouve à la pièce ARC-FACEF-
CERQ-1 document 1. Alors, vous référez dans votre
recommandation, enfin la recommandation au nom du
regroupement, c'est :

*Que la Régie rejette la proposition
d'une politique de rabais telle que
proposée par Hydro-Québec. Si tel
n'est pas le cas, que la Régie fixe
des balises permettant d'encadrer
l'ampleur des rabais consentis...*

Dans un premier temps, est-ce que vous pourriez
simplement me repréciser ce que vous entendez par

* rejeter la proposition d'une politique de rabais telle que proposée par Hydro-Québec +? Ce matin, je ne suis pas certain si j'ai bien compris, il me semble vous avoir entendu dire, ou madame Lacharité, je ne me souviens plus qui, qu'il y avait un accord sur certains éléments de la politique de rabais. Est-ce que j'ai bien ou mal compris à ce sujet? Mais que, par contre, on aurait aimé que des conditions soient plus précises. Je crois avoir entendu ça dans votre témoignage.

Mme MANON LACHARITÉ :

R. Oui, ce matin, c'est moi, je pense, qui ai mentionné que nous étions en accord avec les deux conditions essentielles qu'Hydro-Québec avait rajoutées en cours de présentation de leur preuve. Et la petite nuance, c'est que j'aurais aimé qu'on ait plus d'informations sur la validation de comment ça va se faire les conditions essentielles par rapport à ce qui était mis dans le témoignage. C'était juste ça. Alors, ça changeait, vous comprenez, l'analyste que nous avons faite de la preuve d'Hydro-Québec compte tenu que ces deux conditions-là s'ajoutaient par la suite.

183 Q. Bon. Alors, toujours dans cette optique de clarification pour que le dossier soit clair au niveau de la Régie, effectivement, est-ce que les balises auxquelles vous référiez dans la recommandation, est-ce que ce sont les mêmes que celles auxquelles vous

référez, bien ça ne pouvait pas être les mêmes à ce moment-là par rapport à ce que vous avez entendu, mais est-ce que la recommandation numéro 2, le deuxième paragraphe de la recommandation numéro 11 est modifié en conséquence de ce que vous venez de dire?

R. Oui, tout à fait, nous aurions peut-être dû actualiser cette partie-là du témoignage. Mais, effectivement, compte tenu des deux conditions essentielles et du fait aussi qu'Hydro-Québec nous a dit qu'elle ne prévoyait pas maintenant octroyer d'autres rabais avant trois à cinq ans, ce que nous disions, c'était, bien, écoutez, on va prendre le temps de réfléchir et de voir maintenant comment cette politique ou ces rabais-là devraient s'appliquer dans l'avenir si jamais besoin est.

184 Q. Par conséquent, encore une fois pour que ce soit clair, parmi les commentaires, et là je pourrais référer au document de monsieur Roberge qui est ARC-FACEF-CERQ-3 à la page 42, vous recommandiez à ce moment-là que la Régie tienne compte de la valeur moyenne des rabais consentis. Vous avez ce document?

(13 h 55)

M. GÉRALD ROBERGE :

R. À l'époque où le document a été rédigé, c'est ce que nous pensions; maintenant, ça n'a plus de portée.

185 Q. Donc, la question de la référence, par exemple, au critère du bénéfice réel et à la proportion du

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
C.-int. Me Pierre R. Fortin

revenu

de transport par rapport aux bénéfiques d'Hydro-Québec, la Régie doit mettre ça ce côté pour fins d'analyse de votre présentation?

R. C'est ça, c'est ça.

186 Q. Parfait. Une autre question de précision pour assurer la cohérence de l'analyse de votre présentation : à la page 48... attendez, je crois qu'il y a une erreur de pagination ici. Oui, c'est la page 48 qui avait été expédiée à une date ultérieure effectivement, je ne l'avais pas regroupée au bon endroit. Alors vous aviez une recommandation quant à des limites minimales pour les tarifs de jour et de nuit comme balises, est-ce que ça aussi, on met ça de côté pour fins d'analyse de votre recommandation?

R. Complètement, il n'y a pas de limites, ça peut être zéro.

187 Q. Bien.

R. Pour nous, le problème ne se situait pas là.

Me PIERRE R. FORTIN :

Ça répond à mes questions avec les clarifications que vous avez apportées, merci, Monsieur Roberge. Je n'ai pas d'autres questions.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay?

INTERROGÉS PAR M. FRANÇOIS TANGUAY :

188 Q. Page 46 de votre rapport, Monsieur Co Pham, moi aussi c'est un peu là des clarifications. Vous êtes, depuis la page précédente, dans des considérations sur la ligne à courant continu, et vous dites, vous demandez même, vous allez même jusqu'à faire une proposition qu'on réalise une étude approfondie sur le coût des exportations. Et vous dites aussi dans cette page-là :

*On devrait donc améliorer
l'allocation des coûts de la
fonction Courant continu.*

Et c'est là, c'est les lignes 11 à 14 qui m'interrogent :

*D'autre part, comme les quelque 3844
MW requis à l'exportation dépassent
largement la capacité maximale de la
ligne à courant continu (1700 MW),
il vaudrait la peine de déterminer
le coût de toutes les installations
servant à l'exportation.*

Vous ne sous-entendez pas là que les, c'est parce que ce n'est pas clair pour moi ce que vous voulez dire, toutes les lignes, vous semblez mêler la, d'un côté,

vous demandez une réévaluation de la ligne à courant continu puis de l'autre côté, vous demandez une étude sur toutes les lignes d'exportation, et ce n'est pas clair pour moi où vous allez, là.

M. CO PHAM :

R. Oui, à la page 46, je parlais de la ligne à courant continu avec sa capacité maximale de l'ordre de deux mille mégawatts (2000 MW), alors si Hydro-Québec réserve trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3844 MW), moi, je déduis, par la logique, que ça va prendre d'autres lignes pour transporter, de façon simultanée, cette quantité de puissance.

Alors si on veut s'assurer de l'équité tarifaire, je pense que ça vaut la peine de regarder les coûts des autres installations de transport qui ont servi à cette, qui ont servi pour acheminer cette quantité de puissance.

189 Q. Oui, d'accord. Question de plus dans ce sens-là si c'est ça votre réponse, Hydro, je ne me rappelle plus qui, là, je crois qu'après deux mois, on commence à avoir de la misère à suivre, on a eu un tableau à un moment donné qui nous montrait les entrées et les sorties des différentes interconnexions, je pense c'est un morceau d'Hydro mais je ne suis pas sûr à cent pour cent (100 %), qui montrait chaque interconnexion avec ce qui pouvait circuler dans un

sens ou dans l'autre.

Et en gros, il y a des échanges avec le Nouveau-Brunswick, avec New York, la Nouvelle-Angleterre, et cetera, donc un peu tout le monde. Quand vous dites * installations +, vous parlez de quoi, vous parlez des interconnexions elles-mêmes, des lignes qui vont aux interconnexions, c'est parce qu'à un moment donné, où on tire la ligne entre le réseau puis l'interconnexion d'exportations?

R. La ligne exacte, je ne le sais pas, c'est pour ça que j'aimerais que ça soit clarifié par une étude pour déterminer c'est quoi la part de ces installations de transport, qu'on appelle tous * installations de transport +, les postes d'interconnexion, la ligne à courant continu, la ligne à courant alternatif, comment on a utilisé cet ensemble d'installations pour les fins d'exportations. Mais je ne sais pas c'est quoi la ligne de démarcation exacte.

190 Q. O.k., donc ce que vous voulez dans le fond, c'est une espèce d'allocation de la partie exportation?

R. Oui, seulement pour le transport, Monsieur.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Oui, oui, on s'entend, quand même qu'on voudrait aller sur la production. Il y a une loi ou un décret qui vont nous en empêcher, ce n'est pas compliqué. O.k., ça va être tout. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Frayne?

INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE :

Bonjour, Madame, bonjour, Messieurs.

191 Q. Une première question pour monsieur Co Pham. Votre présentation ce matin, acétate 2, là, vous avez insisté, à un certain point dans votre présentation, entre le lien entre la cause ici à la cause du distributeur, quand on arrive au tarif du distributeur. Et vous voyez que, bien disons, j'avais compris que vous vous préoccupez un peu comment des règles qu'on établit ici pourraient être transposées dans cette cause-là.

Et je me demande juste, est-ce que, avez-vous des connaissances sur comment ça se passe aux États-Unis, ça, disons, je crois qu'il y a des places où c'est un peu comme Hydro-Québec, on a un producteur, un fournisseur d'énergie intégré qui, donc, disons, dans le sens que Hydro-Québec fait production, transport et distribution. Ils ont un tarif de transport, ils ont aussi des tarifs de distribution.

Savez-vous s'il y a des règles ou des principes ou des pratiques, là, pour toujours utiliser les mêmes méthodes ou, bien, est-ce que vous avez des

informations sur ça, en fait, qui pourraient nous aider?

M. CO PHAM :

R. Oui, Monsieur Frayne. À ma connaissance, la tradition réglementaire bien avant l'ouverture du réseau, bien avant l'ordonnance numéro 888, on garde toujours la même méthodologie. Maintenant, pour les cas récents aux États-Unis ou au Canada, je pense que la, pour l'ordonnance numéro 888, ça concerne le tarif de transport de gros, tarif point à point et réseau intégré.

Et aux États-Unis, c'est une structure différente, c'est, à ma connaissance très limité pour les cas des États-Unis, c'est, ensuite il y a le tarif de charge locale, qui reflète la méthodologie qui a été approuvée, qui a été utilisée. C'est la même chose au Canada, je pense. Je parle en termes généraux, tarif de transport, tarif de fourniture, qui généralement est reflété par la même méthodologie dans le tarif de distribution de détail, c'est-à-dire on n'invente pas une autre méthode, une autre cause, une autre raison pour expliquer qu'est-ce qui a causé ce coût-là. Je parle en général mais je n'ai pas de cas précis, Monsieur Frayne.

192 Q. Merci. Maintenant, j'aimerais référer à votre acétate -- excusez-moi une minute, c'est là où vous donnez

les résultats d'utilisation du réseau. O.k., bon, voilà, c'est acétate 13, la présentation de ce matin.

R. Oui.

193 Q. Là, vous faites la comparaison des résultats si on utilise le 1 PC ou l'utilisation du système ou 12 PC, et cetera. Si je comprends bien, ici, dans le calcul, vous appliquez l'approche utilisation du système à tous les revenus requis, le réseau de transport, est-ce que j'ai raison?

R. Oui, c'est l'ensemble des composantes physiques du réseau de transport, pour pouvoir comparer avec la méthode 1 PC.

194 Q. D'accord, o.k. Si je comprends bien, vous recommandez quand même qu'on examine les coûts, qu'on les alloue par diverses fonctions, donc est-ce que, pour toutes les fonctions, vous croyez effectivement on devrait utiliser utilisation du système ou est-ce que ça serait le cas pour certaines fonctions et vous recommanderiez d'autres approches pour d'autres fonctions?

R. Oui, Monsieur Frayne, si je saisis bien votre question, où on tire la limite pour la méthode utilisation du système pour les différentes fonctions. Je pense que dans ce cas-là, on doit allier la précision, l'exactitude avec la pratique.

Alors, dans ma réponse à une question de la Régie, je suggérerais quelques regroupements pour que ça soit

pratique, par exemple regroupement de toutes les fonctions qui sont reliées au transport à très haute tension et toutes les autres composantes physiques qui sont reliées à du transport à un niveau de tension électrique moins élevé. C'est une question de jugement et pour allier la pratique avec la théorie.

195 Q. D'accord. Mais, je m'excuse...

R. Oui, je vous en prie?

196 Q. ... j'ai vu votre réponse à la demande de renseignements mais, comme mon collègue, nous avons eu tant d'information, je ne me rappelle pas exactement qu'est-ce que ça disait.

R. Je vous en prie.

197 Q. Vous avez, en tout cas, la fonction très haute tension et là, si je comprends bien, disons que vous avez la fonction qui regroupe les lignes des centrales éloignées...

R. Oui.

198 Q. ... à très haute tension et tout ce qui va avec ça, et ça serait l'utilisation du système que vous trouvez la méthode la plus juste sur le niveau théorique, si on veut?

R. Oui...

199 Q. Ce que j'ai compris de votre approche ce matin, vous avez expliqué cette approche utilisation du système.

R. Oui.

200 Q. Et il me semble que vous justifiez ça vis-à-vis la fonction transport longue distance. Pour la fonction,

mais là, je ne me rappelle pas de vos termes exacts, mais la fonction, disons le réseau acheté...

R. Oui.

201 Q. ... est-ce que vous utiliseriez là aussi utilisation du système ou croyez-vous qu'une autre méthode est plus appropriée?

R. Oui, là, je saisis mieux votre question. Je m'excuse pour tout à l'heure. Pour le transport à haute tension par exemple, qui a une caractéristique régionale, on peut faire ce regroupement-là et utiliser la méthode utilisation du système. Qu'est-ce qu'on gagne pour utiliser la méthode utilisation du système dans cette partie de, mettons, de, anciennement qu'on appelle répartition, ou maintenant transport à haute tension, c'est qu'on a, à mon sens, on a l'assurance que la Régie a utilisé une méthode avec des données mesurables, fiables.

Si la puissance du rapport, par exemple, le facteur d'utilisation est très faible à cause de la répartition régionale, mettons que le facteur d'utilisation est très faible, mettons à quarante pour cent (40 %), on est assurés que le coût, la part élevée du transport de puissance pour différentes régions est reflété par ce faible facteur d'utilisation, on n'est plus reliés à une question d'opinion d'un ingénieur de centrale ou d'un ingénieur de transport pour dire : * Bon, lui, il m'a

dit que c'est le transport seulement + ou bien

* La FERC m'a dit ci, m'a dit ça... +, c'est une question, c'est une méthode qui est basée sur des données mesurées et vérifiables. Est-ce que ça répond à votre question?

202 Q. Oui, je pense ça couvre, oui...

R. C'est-à-dire, je préfère suggérer la même méthode d'utilisation pour les deux parties.

203 Q. D'accord.

R. Parce que, à cause de, pour nous assurer que l'établissement est vraiment objectif, indépendamment des paramètres de planification, de ci, de ça.

204 Q. O.k. Là, à votre acétate 20, vous dites, pour les interconnexions, le paramètre d'allocation * Puissance à la pointe +, je pense là, ça serait le 1 PC j'imagine, est inapproprié. Est-ce que vous pouvez nous suggérer lequel serait approprié? Excusez-moi, peut-être je suis allé trop vite, là, mais acétate 20.

R. 20.

205 Q. Votre étoile 2?

R. Oui.

206 Q. Et on y lit :

Interconnexions : paramètre d'allocation

** Puissance à la pointe +...*

ça serait le 1 PC, j'imagine?

- R. Oui...
- 207 Q. Quand vous dites * Puissance à la pointe + ?
- R. Est-ce que, j'aimerais être sûr que c'est le bon acétate... les interconnexions?
- 208 Q. Oui, c'est ça, oui, oui.
- R. Le paramètre d'allocation * Puissance à la pointe + inapproprié?
- 209 Q. Oui, * Puissance à la pointe +, je peux lire ça comme le 1 PC?
- R. Oui, oui.
- 210 Q. D'accord.
- R. La puissance maximale de l'année.
- 211 Q. D'accord.
- R. Oui, Monsieur.
- 212 Q. Donc est-ce que vous pouvez nous, vous pouvez donner votre opinion quel serait le meilleur paramètre d'allocation pour les interconnexions?
- R. Oui. Je pense que les interconnexions, la vocation, comme ça a été mentionné dans une, dans la réponse d'Hydro-Québec à l'ARC-FACEF-CERQ, par exemple, les nouvelles interconnexions sont de plus en plus utilisées pour assurer la sécurité énergétique aux consommateurs québécois. À mon sens aussi, les interconnexions sont de plus en plus utilisées pour les achats-reventes donc c'est plus relié à l'énergie qu'à la puissance maximale de l'année.
- On peut très bien utiliser un équipement

d'interconnexion en dehors des heures de pointe pour acheter de l'énergie, faire les transferts. Alors conclusion, je suggère quelque chose qui est plus relié à l'énergie qu'à la puissance maximale de la pointe.

Si on fait l'allocation seulement en fonction de la puissance à la pointe, c'est sûr que les consommateurs québécois de tous les secteurs - résidentiel, commercial, industriel - vont payer un pourcentage très élevé pour les équipements d'interconnexion.

(14 h 15)

213 Q. Est-ce que la méthode que vous suggérez, disons, basée sur le facteur d'utilisation, serait appropriée aussi pour les interconnexions?

R. Oui, parce que TransÉnergie sera capable de voir qu'est-ce qui est à la sortie des principaux postes d'interconnexion, vont regarder aux consommateurs Québécois ou à l'activité d'Hydro-Québec Production, si TransÉnergie est capable d'identifier ça.

214 Q. Bon, je comprends, merci. Je passe à monsieur Roberge. Monsieur Roberge, j'aimerais juste un peu des clarifications basées sur le document de ce matin que moi-même je devrais fouiller pour trouver, donnez-moi une minute.

Dans la présentation de ce matin, il me semble, à

plusieurs endroits, vous donnez des chiffres sur les pourcentages de pertes pour différents équipements. Et, disons, je vais au tableau P-1 qui dit * Ligne d'interconnexion à courant continu +. Et là, on dit que c'est hypothétique, mais on arrive à un pourcentage de perte sur la ligne de trois point cinq pour cent (3.5 %). Et plus bas, on a deux point neuf pour cent (2.9 %). Si je tourne la page, j'ai quatre point sept pour cent (4.7 %) pour un autre scénario et plus bas c'est trois point neuf pour cent (3.9 %). Je vois qu'ils sont tous, c'est tous des exemples hypothétiques mais je me demande, est-ce que c'est des exemples qui sont quand même près de la vérité mais est-ce que quelque part dans la présentation on a une estimation des pertes sur la ligne de courant continu?

M. FRANÇOIS ROBERGE :

R. La ligne à courant continu, selon les statistiques qui ont été communiquées par HQT-13, document 14, page 42, Q-28.1 et 28.2, sur la ligne de la Nouvelle Angleterre, la ligne à courant continu, la livraison était en quatre-vingt-dix-neuf (99) de dix mille neuf cent cinq (10,905), ici c'est onze mille six cent cinquante (11,650). Et la réception c'était un. Alors, c'était uniquement * livraison +. Ça correspond à peu près à cette...

- 215 Q. A ce taux de pertes.
R. A cette énergie-là, oui.
- 216 Q. Mais est-ce que, disons, avec ça, est-ce qu'il y a un taux de perte qui est dérivé ou...
R. Dans une réponse que Hydro nous a faite, à notre demande, ils ont... non, ce n'était pas à notre demande, c'est une réponse, ils ont dit que c'était trois point huit pour cent (3.8 %) les pertes sur cette ligne-là, compte tenu des convertisseurs.

On a demandé la question à quel facteur de puissance était... je n'ai pas eu la réponse sauf que j'ai pu l'évaluer à partir de ces chiffres-là qu'on a eus hier et ce serait un facteur d'utilisation, pardon, pas de puissance mais d'utilisation de soixante-six pour cent (66 %) alors qu'ici c'est soixante-treize point neuf (73.9).

- 217 Q. O.K., d'accord, je vous remercie.
R. Alors, je suis assez près de la réalité.

M. ANTHONY FRAYNE :

D'accord. Bon, bien, ça complète mes questions, merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Monsieur Frayne.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. - M. Anthony Frayne

Me CLAUDE TARDIF :

Ça constitue la présentation que le regroupement ARC-FACEF-CERQ voulait faire sur les thèmes 1 et 2, et 5 et 6. Je demanderais à la Régie de libérer les témoins.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, on libère tous les témoins. Ça complète votre preuve?

Me CLAUDE TARDIF :

Ça complète notre preuve.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Je pense qu'on devrait faire une pause pour permettre aux gens de l'ACEF de Québec de se présenter dans la boîte aux témoins. Est-ce que vous avez une évaluation maintenant du temps que vous allez prendre pour la présentation de votre preuve?

M. VITAL BARBEAU :

Au maximum une heure. C'est un maximum.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Alors, quinze (15) minutes.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THÈMES 1 et 2 & 5 et 6
PANEL - ARC-FACEF-CERQ
Int. - M. Anthony Frayne

REPRISE DE L'AUDIENCE

LE PRÉSIDENT :

Alors, on s'excuse du léger retard, il y a de l'intendance à faire. Oui, on vous écoute, Messieurs de l'ACEF de Québec.

PREUVE DE L'ACEF DE QUÉBEC

M. VITAL BARBEAU :

Oui, Vital Barbeau pour l'ACEF de Québec. Alors, bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs. Merci, là, à tous les intervenants qui sont présents ainsi qu'au personnel d'Hydro, en cette fin de journée, pour assister à la présentation de la preuve de l'ACEF de Québec dans le dossier en cours.

Or, Richard Dagenais va commencer par faire une présentation de la preuve technique de l'ACEF et en fin de présentation je pourrai faire une synthèse, en fin de compte, des représentations de l'ACEF, là, déposition de l'ACEF concernant les thèmes 5 et 6 sur l'allocation des coûts et le contrat de service de transport.

Alors, j'aimerais m'assurer, là, que le document que nous avons déposé le vingt-quatre (24) mai dernier et qui constitue le sommaire de notre preuve,

document daté du vingt-quatre (24) mai deux mille un (2001) donc, est bien coté ACEF de Québec, pièce 5.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

ACEF DE QUÉBEC-5 : Document du 24 mai 2001.

M. VITAL BARBEAU :

Merci.

M. RICHARD DAGENAI :

Alors, je vais entamer. Je vais parler donc, revenir sur certains éléments qu'on avait présentés dans notre preuve écrite du mois de février ainsi que sur nos réponses qu'on avait apportées aux questions d'Hydro-Québec, de la Régie, et cetera. Et puis, donc, m'assurer que nos recommandations, finalement, et les argumentations qu'on nous avait présentées étaient claires sur les points importants qu'on jugeait.

Alors, je vais vous référer donc au document...

LE PRÉSIDENT :

Par contre, je voudrais juste rappeler que ce n'est pas le temps de l'argumentation, là.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Non, je veux dire, je veux juste, pour préciser
les arguments.

LE PRÉSIDENT :

Vous voulez expliciter des faits...

M. RICHARD DAGENAIIS :

C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

... qui sont relatifs à votre point mais vous ne
faites pas tout de suite votre argumentation.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Ça va.

LE PRÉSIDENT :

Très bien.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Donc, si on revient au document qu'on avait soumis
la semaine passée, alors, la première partie
concerne les contributions qui étaient requises
pour les nouvelles immobilisations.

Alors, dans les recommandations d'Hydro-Québec, on
suggérerait par exemple que pour le point à point ou

encore la charge locale on puisse -- TransÉnergie puisse contribuer jusqu'à concurrence du revenu requis moyen ou encore du tarif moyen. Et dans les exemples présentés en page 1, au tableau, on soumet finalement que ce n'est pas adéquat finalement cette recommandation-là et qu'il faut à ce moment-là adapter pour ne pas qu'il y ait subside croisé, si on veut, qui soit au désavantage de la charge locale.

Dans le tableau, donc, en page 1, le cas A traite le cas d'un ajout, finalement, de capacité de mille mégawatts (1000 MW) pour le point à point. Et on a initialement, finalement, une capacité installée sur le réseau de trente mille mégawatts (30,000 MW) et donc avec le nouveau projet, le mille mégawatts (1000 MW) de surcapacité, finalement, va compléter la capacité totale et ce qu'on montre c'est qu'avec le coût de soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$) finalement, appliqué uniquement pour le coût de branchement, ça va conserver effectivement le tarif moyen à soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$).

Par contre, originalement, le coût du réseau lui-même, il était de vingt dollars (20,00 \$) pour le coût de branchement, donc le soixante-quinze dix-huit (75,18) fait augmenter le coût moyen du branchement et aussi le coût pour le restant du réseau était évalué à cinquante-trois et trente-quatre (53,34),

pour un coût, un tarif total finalement de soixante-quinze et dix-huit (75,18).

Ce qu'il faut voir ici c'est que le coût du branchement était appliqué sur la capacité requise, il est réalisé en fonction de la capacité requise par la clientèle. La surcapacité, elle, touche finalement le restant du réseau et elle peut permettre, finalement, de répondre à un certain besoin sans accroître le coût de la partie restante du réseau.

Et lorsqu'on débute, finalement, avec une capacité excédentaire de mille mégawatts (1000 MW), le tarif moyen est supérieur au coût moyen qui serait de l'ordre de soixante-treize dollars trente quatre (73,34 \$), c'est-à-dire l'ajout du coût réseau, cinquante-trois et trente-quatre (53,34) et du vingt dollars (20,00 \$) du coût de branchement moyen.

Et lorsqu'on permet un nouveau projet, finalement, avec un coût de branchement de soixante-quinze dollars dix-huit (75,18 \$) au kilowatt, ça conserve le tarif moyen à soixante-quinze dix-huit (75,18), par contre, ça ne nous amène pas au coût moyen du réseau qui aurait été possible si on aurait utilisé la pleine capacité disponible sans avoir un coût excédentaire pour le coût de branchement.

Alors, en gros, si on a de la capacité disponible sur le réseau, il faut se fier au coût effectif et non pas au tarif moyen parce que le tarif moyen il amortit finalement le coût global du réseau sur une capacité totale qui n'est pas pleinement utilisée. Il y a une partie surcapacité, finalement, qui n'est pas utilisée, qui fait que le tarif moyen est plus élevé que le coût moyen finalement qui est défini en fonction de la capacité totale du réseau.

Dans le cas A.1, par exemple, la surcapacité initiale de mille mégawatts (1000 MW), elle est plutôt utilisée mettons par la charge locale mais avec un coût de branchement moyen de vingt dollars (20,00 \$) et on voit que ça nous amène, à ce moment-là, avec une... à pleine capacité de trente mille mégawatts (30,000 MW) à un coût moyen qui est de soixante-treize et trente-quatre (73,34) et un tarif moyen aussi de soixante-treize et trente-quatre (73,34).

Ça permet d'abaisser le tarif moyen au coût moyen dans le cas où on utilise effectivement la surcapacité du réseau disponible sur le réseau, sans créer un sur-coût sur le coût de branchement.

Les trois autres cas qui sont présentés finalement sont des cas où on a déjà appliqué le cas A, c'est-à-dire où le nouveau projet, finalement, de point à

point de mille mégawatts (1000 MW) a été utilisé, a été réalisé et on montre que si on réalise un accroissement de la charge locale de mille mégawatts (1000 MW) mais aux coûts unitaires initiaux finalement, alors, ça va même permettre d'abaisser le tarif moyen parce que, effectivement, ça permet d'abaisser le coût de branchement moyen qui avait été élevé dans le cas A par exemple.

Dans les cas B.1, pour réaliser un excédent de... l'excédent de mille mégawatts (1000 MW), on a une augmentation du coût du reste du réseau qui fait augmenter aussi le tarif moyen et le coût moyen et le tarif moyen aussi.

Alors, ce qu'on peut dire, c'est que si on annule la capacité au point à point mais que dans le futur le coût du réseau augmente, la charge locale pourrait être pénalisée aussi par le fait que le coût du réseau de transport va augmenter, il sera croissant dans le futur.

Dans le cas B.2, ce qu'on montre, c'est que si pour accroître la capacité du réseau de mille mégawatts (1000 MW) pour satisfaire une demande ultérieure de la charge locale, par exemple, s'il faut accroître de deux mille mégawatts (2000 MW) la capacité pour satisfaire un premier mille mégawatts (1000 MW)

requis, on a une création de surcapacité et là aussi le coût moyen va augmenter de même que le tarif moyen.

Alors, dans les recommandations qu'on fait dans le fond, c'est qu'on dit qu'il ne faut pas tenir compte du tarif moyen mais plutôt du coût unitaire moyen, s'il y a présence, entre autres, de surcapacité sur le réseau, le coût unitaire moyen va être inférieur au tarif unitaire moyen qui, lui, est amorti, donc, comme j'ai dit, sur une capacité qui est moindre que les capacités totales disponibles sur le réseau.

Pour les infrastructures mixtes d'importation, exportation, il faut imposer une limite à la contribution de TransÉnergie à tout le moins pour la part qui doit servir à l'exportation qui correspondent au coût unitaire. Mais s'il y a une surcapacité existante, la contribution de TransÉnergie devrait se limiter au coût moyen de branchement.

Enfin, dans le point 3, pour éviter les chocs tarifaires, il ne faudrait pas intégrer dans les coûts actuels les coûts liés à la capacité excédentaire créée. Une façon, finalement, ça serait de... si on a une capacité excédentaire créée sur le réseau, importante, on pourrait à ce moment-là

capitaliser les coûts, le temps qu'on utilise... que la capacité, que la demande finalement utilise la capacité excédentaire.

Ce qu'on dit aussi, finalement, au point 4, nous, ce qu'on dit, il faudrait réserver la surcapacité disponible pour la charge locale et faire contribuer pour les investissements, pour répondre à des nouveaux contrats de point à point en fonction des coûts marginaux de long terme.

L'autre façon aussi ça serait de dire : il y a une capacité disponible sur le réseau, si le point à point l'utilise, on va lui permettre de l'utiliser pour un certain temps et lorsque la charge locale en aura besoin, on va lui remettre et s'il y a une nouvelle demande de point à point, à ce moment-là, il faudrait qu'il assume les coûts, les coûts marginaux, par exemple, beaucoup plus élevés à ce moment-là dans le futur.

(16 h 33)

Concernant l'allocation des coûts et la conception des tarifs. Alors, selon Hydro-Québec, le réseau de transport était conçu pour la pointe annuelle et le coût fixe était important. En sorte que les coûts fixes étant importants, les tarifs devraient dépendre que de la puissance installée et non pas de l'énergie transitée.

Pourtant, comme l'a reconnu Hydro-Québec, la FERC n'interdit pas l'usage de la composante énergie, de même l'Alberta utilise une composante énergie dans son tarif de transport dont cinquante-sept point cinq pour cent (57,5 %) des revenus pourraient provenir de la composante énergie si le tarif consommateur intègre une composante énergie de quinze pour cent (15 %) plutôt que de soixante pour cent (60 %) actuellement.

Comme le règlement sur les Tarifs et conditions de transport à l'article 24.1 requiert que les compteurs des clients du service point à point mesurent à la fois l'énergie et la puissance, il devient impossible de tarifier en fonction de l'énergie et de la puissance. Comme l'indique l'expert d'ARC-FACEF-CERQ, monsieur Co Pham, nous pensons que certains coûts comme la fonction soutient seraient mieux alloués en utilisant l'énergie consommée, permettant une récupération donc plus stable, comme il dit, pour répartir les frais généraux.

De même, selon le même expert, les lignes de transport à très haute tension ont plusieurs, ont plus une fonction de transport d'énergie étant notamment liées aux grandes centrales hydroélectriques. Le fait d'assimiler la composante énergie aux coûts marginaux, entre autres pour ce qui

est des pertes, par exemple, est erroné selon nous.

La pointe étant créée d'abord pour le chauffage électrique dont l'accessibilité à coût abordable fait partie du pacte social hydro-québécois, la répartition des coûts du réseau en fonction de la part occupée à la pointe se trouve à pénaliser la clientèle chauffant à l'électricité.

La tarification à deux composantes a été utilisée par l'ONE pour le transport du gaz depuis plusieurs années. Selon l'expert d'Hydro-Québec, en HQT-10 document 5.2 page 16, par exemple, l'interfinancement était inévitable dans une tarification intégrée. Ces inconvénients sont à soupeser avec d'autres principes comme la justice et l'équité.

Je vous amène à la page 5, conception et nature du réseau de TransÉnergie, complémentarité des exportations. Si on se fie au profil de charge du point à point, qui est donné par exemple en HQT-13 document 1 page 141, la puissance moyenne maximale en janvier quatre-vingt-dix-neuf (99) ne dépassait pas deux mille six cents mégawatts (2600 MW) pour le point à point versus quatre mille huit cents mégawatts (4800 MW) en juillet quatre-vingt-dix-neuf (99). Il y a donc complémentarité partielle à tout le moins pour le point à point par rapport à la charge

locale.

Dans les faits, comme Hydro-Québec le reconnaissait en HQT-10 document 3 page 13, le service point à point devient de plus en plus complémentaire à la charge locale qui doit permettre d'améliorer le facteur d'utilisation du réseau. On présente ainsi en page 5 un tableau où les trois tests de la FERC sont calculés pour, à savoir si le réseau de transport peut être classé 12 CP ou non.

Sur ce tableau-là, on voit dans la dernière colonne, finalement, test 1, pour le point A, ça correspond finalement aux trois tests mais pour la charge locale uniquement. Les trois tests ne passent pas pour la charge locale uniquement. Le test en B, par exemple, les trois tests sont appliqués pour la charge locale et les réservations annuelles de point à point de trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3844 MW). Les trois tests ne passent pas non plus.

Ce qu'on fait finalement en C, c'est de redéfinir finalement le patron d'exportations de manière complémentaire. On peut voir, par exemple, qu'aux mois de pointe, au mois de janvier, on passe de mille huit cents mégawatts (1800 MW) à la pointe à cinq mille huit cent quatre-vingt-huit mégawatts (5888 MW) au mois de juillet, et on redescend par

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THEMES 5 et 6
PANEL - ACEF DE QUÉBEC
Présentation

la suite.

Donc, il y a une complémentarité meilleure, non pas totale, partielle par rapport à la charge locale. Et à ce moment-là, de façon dont on calcule les tests, les trois tests passent.

Alors donc, théoriquement, on peut ajuster les exportations de manière à satisfaire les trois tests pour que ça nous indique que c'est un réseau 12 CP.

Alors, si les tests actuels ne passent pas, finalement, c'est que de la façon dont on prend en compte les réservations du point à point font que, effectivement, on a sur-accroissement, si on veut, de la pointe annuelle. Et, à ce moment-là, on ne permet pas d'accroître le facteur d'utilisation, si on veut, du réseau de manière à équilibrer si on veut la demande sur toute l'année.

Concernant la conception du réseau, en page 6. Monsieur Chéhadé a reconnu que le réseau de transport est conçu en fonction de la pointe annuelle. Sauf que pour un réseau de 12 CP, il faut aussi tenir compte de la pointe annuelle, mais que cette pointe-là peut se produire finalement à différents mois dans l'année. Mais logiquement, il faudra à ce moment-là prendre en compte le mois où le réseau peut être le plus sollicité et présentant finalement la résistance ou l'impédance la plus élevée sur le réseau. Alors,

habituellement, ce sera un mois d'été où la chaleur fait augmenter la résistance sur le réseau, et caetera.

Mais le principe demeure que, pour tout type de réseau de transport, il faut tenir compte de la pointe annuelle, finalement. Pour Hydro-Québec, la pointe peut toujours arriver, plus rarement, en décembre ou février, plus souvent en janvier, mais il y a trois mois finalement où, théoriquement, ça peut se passer de façon pratique. Pour l'avenir, la croissance de la part de la demande occupée par le secteur industriel devra augmenter le facteur d'utilisation du réseau, et ça permettrait à ce moment-là de se rapprocher d'un réseau de 12 CP.

En page 7, je parle de causalité des coûts et d'allocation des revenus requis de transport. Il est généralement reconnu que le réseau de transport présente des économies d'échelle... Je cite entre autres un expert en réseau finalement de transport. La question est de savoir si, en présence d'économie d'échelle, la méthode 1 CP est adéquate pour allouer les coûts du réseau de transport entre les diverses clientèles.

Or, on indique la méthode 1 CP est strictement valide pour allouer les coûts si, par exemple, le coût

associé à chaque catégorie d'usagers à la pointe est effectivement proportionnel au coût moyen du réseau à la pointe, ce qui n'est pas vrai finalement avec un coût non linéaire qu'on peut montrer finalement au tableau 8, en page 8 excusez. Alors, ce qu'on a au tableau, au graphique plutôt en page 8, c'est un graphique qui représente le coût total, qui est la courbe finalement supérieure, avec une ligne qui correspondrait à un coût moyen qui est constant.

Alors, à ce moment-là, le coût croîtrait selon une ligne en fonction de la puissance requise alors que, en présence d'économie d'échelle, la présence de coûts fixes entre autres, fait qu'on doit installer à partir de coûts fixes importants finalement une première composante de capacité et, à ce moment-là, elle est amortie graduellement sur le réseau avec l'augmentation de la puissance utilisée.

Ce qu'on peut voir aussi sur le graphique, c'est si, par exemple, le réseau hors pointe est situé au point B. Alors, ça correspond à un coût total qui correspond à CB, par exemple. Et on voit que la différence pour atteindre le coût de pointe est très peu élevée pour satisfaire une puissance finalement, une augmentation de puissance qui est quand même importante. Alors, dépendamment de la convexité de la courbe, l'importance de la capacité qu'on pourrait

satisfaire finalement pour une augmentation de coûts donnés sera d'autant plus importante.

L'autre élément qu'on dit, c'est que, la méthode 1 CP sous-entend aussi que le partage du coût à la pointe correspond aussi au partage du coût annuel, c'est-à-dire que la somme des douze mois, des coûts des douze mois finalement devrait correspondre aussi au partage du coût à la pointe. Et on indique aussi que ce n'est pas vrai finalement, en présence d'un coût total qui est non linéaire.

Or, ce que ça indique finalement, c'est que la méthode 1 CP ne respecte pas la causalité des coûts de façon stricte, mais c'est plutôt une méthode pour répartir les revenus requis en fonction de la répartition de la pointe de puissance entre les classes d'usagers. Or donc, c'est une méthode de répartition du revenu requis, mais ce n'est pas une méthode d'allocation des coûts de façon stricte.

Je vais juste vous présenter sur le graphique un petit peu... Ce qu'on représente ici dans le fond, c'est les données qui étaient fournies dans le tableau en annexe 1, le premier tableau de l'annexe 1. Je pense que, en termes historiques, le réseau s'est construit finalement par sections, si on veut, majeures, importantes. Et on doit construire

finalement une partie du réseau en ayant des coûts fixes importants et qui sont amortis finalement graduellement par parties. Donc, on a des économies d'échelle locales, si on veut.

Ici, on a la droite ici qui représente un coût moyen qui serait constant, qui serait équivalent au coût moyen de la pointe. Le réseau s'est donc construit à partir d'un coût moyen qui était supérieur finalement au coût moyen de la pointe et qui permet d'approcher finalement le coût moyen de la pointe graduellement, donc avec un coût moyen qui est légèrement décroissant. La droite ici représente finalement le modèle où le réseau est construit, et on considère que c'est des coûts fixes totaux. C'est uniquement des coûts fixes.

Alors peu importe la puissance, finalement, le coût total, il va être récupéré. On considère que le réseau est un tout intégré puis figé, fixé.

L'hypothèse qu'on soumet, nous, c'est que, dans le fond, ce qu'il faudrait voir finalement, c'est l'utilisation du réseau dans son usage actuel en fonction des parties qui sont nécessaires pour satisfaire les différents niveaux de demandes. Alors, de façon pratique, on peut satisfaire, par exemple, le niveau de quinze mille mégawatts (15 000 MW) sans

utiliser toutes les parties du réseau. Il y a des transformateurs qui ne sont pas nécessaires; il y a des lignes qui ne sont pas nécessaires. On pourrait à ce moment-là définir c'est quoi, à quel coût ça correspond finalement pour satisfaire ce niveau de demande-là, et ainsi de suite.

Alors, je pense que ce coût-là est un coût théorique où ça correspond à un coût fixe figé où le réseau est considéré comme une entité totale qui ne peut pas être séparé finalement dans ses composantes et qui ne va pas être, il ne peut pas être utilisé de façon partielle dans sa composante. Alors que la réalité, à mon sens, est différente.

La ligne ici, finalement, pourrait être, effectivement ne correspond pas nécessairement à la réalité des coûts. Elle relève d'un ensemble d'hypothèses. Mais je pense que, entre la représentation du coût historique et la représentation d'un coût fixe, strictement fixe, nous permet d'avoir finalement une zone où les coûts finalement seraient plutôt croissants que strictement fixes dans le temps.

En correspondant aux coûts totaux finalement, on peut aussi voir de quelle façon les coûts moyens évoluent. Alors, on voit que, théoriquement, pour une capacité

zéro, on a un coût infini finalement pour la méthode où... la méthode où on considère l'ensemble des actifs finalement comme fixes, si on veut, et comme un coût fixe total. De même, historiquement, finalement, le coût décroît de façon très importante à mesure que la capacité est utilisée parce qu'il y a une surcapacité finalement sur le réseau.

Donc, on a une première section du réseau historique ici qui est utilisée jusqu'à un niveau d'utilisation de pleine capacité. On construit une nouvelle section finalement et on a des économies d'échelle localisées, et ainsi de suite. Et, théoriquement, pour avoir un coût fixe, strictement fixe, par exemple, qui correspondrait au coût total du réseau, il faudrait à ce moment-là que le coût moyen soit croissant de façon importante, alors qu'historiquement, finalement, le coût moyen peut être contrôlé par l'ajout finalement par sections, la construction par sections du réseau.

Et la ligne intermédiaire aussi finalement tient compte du fait qu'il y a certaines parties du réseau qui ne peuvent pas être, qui ne sont pas nécessaires pour satisfaire la demande. Et ça permet à ce moment-là d'avoir un coût moyen qui est inférieur au coût, où strictement tout serait fixe ici.

(15 h 15)

Alors, il est sûr que les calculs qu'on a présentés, par exemple en page 10, de répartition du revenu selon le coût, par exemple, ou selon la méthode 12 CP, tout ça, relève de l'hypothèse pour déterminer, établir un coût sur le réseau, finalement, selon notre méthode. Et puis il s'agirait, finalement, de préciser ces informations-là, ces données-là, à partir des données réelles du réseau d'Hydro-Québec.

Mais je pense qu'il y a moyen de définir un coût d'usage de court terme, finalement, en fonction de la capacité, qui tienne compte du fait que ce n'est pas toutes les parties du réseau qui sont strictement nécessaires à tous les instants, il y a des parties du réseau qui peuvent être enlevées, par exemple, pour fins d'entretien, et cetera.

Et on peut définir, à ce moment-là, un coût de court terme, un coût en fonction de la capacité disponible et qui donnerait donc une répartition différente des revenus requis dans l'année et aussi qui permettrait aussi de répartir différemment entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau une répartition différente du revenu requis.

Dans le tableau en page 10, alors on montre que le pourcentage du revenu requis pour notre méthode selon le revenu, selon le coût, par exemple, est de...

alors donc la part assumée par la charge locale serait de l'ordre de quatre-vingt-six pour cent (86 %); elle serait similaire, finalement, entre les modèles 12 CP et selon les FU. Alors que pour la méthode 1 CP, la part serait de l'ordre de quatre-vingt-neuf pour cent (89 %).

Alors, donc il y a des éléments qui se démarquent comme ça. Et je pense ça vaudrait la peine de préciser la nature de ces économies d'échelle-là, ou encore d'utiliser une méthode basée, qui tient compte des coûts véritables sur le réseau, comme la méthode utilisation du réseau définie par monsieur Co Pham entre autres.

J'aimerais peut-être indiquer une erreur, une petite erreur en page 10. Sous le tableau, la troisième ligne, le premier mot, finalement, au lieu de * surestime +, c'est plutôt * sous-estime +. En page 11, j'indique :

*À noter que notre méthode
d'allocation basée sur le coût moyen
variable du réseau, générerait si
appliquée directement des revenus
excédentaires, d'où le besoin de
normaliser.*

En fait, ça, ça réfère au fait que, dans le tableau

par exemple, on avait un coût moyen des immobilisations et non pas un coût moyen d'opération et de capital, par exemple. Alors donc on référerait plus à la valeur, au coût moyen des immobilisations, qui est de l'ordre de dix-neuf milliards (19 G\$) au coût brut en l'an deux mille (2000), par exemple pour le réseau de transport. Et de sorte que ça prendrait un processus de normalisation.

Ce que je peux dire aussi, c'est que, même si on avait défini, on avait ramené le tout en termes de coûts d'opération, et cetera, ça prendrait aussi un processus de normalisation, parce que si, notre méthode, finalement, fait que le coût, par exemple, hors pointe est plus faible que le coût total en pointe, alors à ce moment-là, il faudrait avoir un processus de normalisation qui ferait qu'on irait récupérer la partie qui n'est pas récupérée à chaque mois.

En page 11, j'indique, juste avant la partie sur les critères ou objectifs, on pourrait définir, finalement, un objectif à court terme qui serait d'optimiser l'usage de la capacité existante du réseau par le biais des réservations de court terme. Si on hausse, par exemple, les tarifs de court terme de la façon dont Hydro-Québec le fait, ça pourrait, finalement, jouer contre cet objectif d'optimiser le

réseau à partir de la capacité existante à partir du court terme.

Si, par exemple, favoriser, comme l'entend le faire Hydro-Québec, les réservations de long terme exerce des pressions à la hausse, finalement, sur les investissements et la capacité du réseau, ça pourrait avoir des inconvénients à moyen et long terme. Si réserver du long terme fait en sorte qu'on est obligés de le fournir, continuer à le fournir dans le futur et qu'avec la croissance de la charge locale, on doit aussi, on doit expansionner le réseau, bien à ce moment-là, l'objectif d'utiliser la capacité existante optimalement n'est pas rencontré.

Il faudrait viser, encourager le court terme, finalement, ou encore l'autre façon, ça serait de dire : on peut avoir des réservations de long terme mais qui soient, qui tiennent compte de la capacité limite du réseau en pointe. Alors donc une capacité de trois mille huit cent quarante-quatre mégawatts (3844 MW) pourrait être faite sur dix mois, par exemple, et sur les deux mois, ou les quelques mois où il y a vraiment de la pointe, on pourrait limiter la capacité réservée au long terme.

Alors, en page 11, j'indique qu'au niveau des critères ou objectifs pour allouer les coûts et

établir les tarifs, l'objectif, c'est d'arriver à un juste équilibre, finalement, de divers objectifs qui peuvent être contradictoires en partie, dont la vérité des coûts, à mon sens, est liée à la causalité des coûts, l'accessibilité aussi au service et l'équité entre les différentes catégories d'usagers.

On pourrait aussi tenir compte effectivement du fait que dans le passé, on a encouragé l'accessibilité au chauffage électrique et faire en sorte que la méthode d'allocation tienne compte de cette réalité-là, de cet objectif qu'on a poursuivi dans le passé.

Concernant l'allocation du revenu requis entre la charge locale et le service point à point, pour nous la méthode d'allocation des revenus qui est proposée par Hydro-Québec basée sur 1 CP diminue la contribution du service point à point, au détriment de la charge locale.

En jouant avec les réservations annuelles et de court terme, il est d'ailleurs possible à Hydro-Québec de maximiser ses profits sur ses exportations, ce qui n'est pas possible pour la charge locale, qui est soumise, finalement, au service en réseau intégré, avec le tarif annuel.

Nous préférons une méthode qui tienne compte de

l'énergie comme la méthode d'utilisation du réseau, discuté entre autres par l'expert Co Pham, et qui tient en compte, prend en compte à la fois les coûts du réseau ainsi que de la finalité ou de la réalité du réseau de transport qui est conçu pour acheminer l'énergie à partir des barrages hydroélectriques éloignés.

Alors, pour nous, le réseau de transport fait partie intégrante du réseau global d'Hydro-Québec, il y a un lien de causalité direct, finalement. Et effectivement, on a voulu minimiser le coût total de production et de transport en allant produire l'électricité en zone éloignée, à partir de gros barrages hydroélectriques.

En * second best +, et possiblement en attendant de préciser les coûts du réseau et les coûts spécifiques aux exportations et à la charge locale, la méthode 12 CP devrait être utilisée car elle est plus équitable que la méthode 1 CP quant à nous et, selon nous, plus en lien avec les vrais coûts et leurs finalités.

La prise en compte donc, idéalement, la prise en compte des coûts du réseau permet de répondre aux exigences de la Loi de la Régie de l'énergie qui indique que les coûts doivent être basés, que les tarifs doivent être basés sur les coûts propres à

chaque clientèle desservie.

Concernant le tarif unique pour la charge locale et le point à point annuel, pour nous, l'uniformité territoriale ne veut en aucun cas dire unicité tarifaire. Nous pensons que pour éviter l'interfinancement des activités non réglementées et du point à point, qu'il faille préciser leurs coûts.

Autrement dit, on ne peut pas contrecarrer l'interfinancement ou le mesurer sans avoir une idée des coûts véritables propres au service de chaque clientèle. Il faudra aussi établir les tarifs qui tiennent compte des vrais coûts associés à ces services.

Dans le secteur gazier, l'ONE a traité différemment du point de vue tarifaire les exportations du service intérieur. Nos estimés de coûts de transport pour fins d'exportations, voir notre preuve, par exemple, en pages 39, 40 et 79, 80, que nous considérons conservateurs considérant, par exemple, que la ligne à courant continu Radisson-Des Cantons par exemple présente encore des coûts importants sur le réseau et qu'elle est utilisée d'abord pour exporter.

Alors, on aurait pu effectivement considérer différemment la ligne, dans notre modèle, la ligne à

courant continu parce qu'on l'a intégrée, finalement, sur le réseau total et on l'a partagée entre la charge locale et les exportations. Alors, mais on aurait pu, finalement, allouer différemment le coût de la ligne à courant continu en allouant une plus grande part pour les exportations, comme, en fonction de l'usage effectif que c'est fait.

Alors, disons que nos estimés de coûts indiquent qu'il y a un manque à gagner, finalement, qui n'est pas supporté par le point à point, entre cent (100 M\$) et deux cents millions de dollars (200 M\$) pour deux mille un (2001), en fonction des critères d'allocation qu'on a retenus.

Alors, je pense que ça vaudrait la peine, effectivement, de revenir sur cette question-là de façon plus approfondie, pour la Régie, de préciser de quelle façon on doit répartir, par exemple, des fonctions comme la sécurité du réseau, en fonction de l'utilisation des interconnexions, en rapport avec les importations, les exportations, *et cetera*. Il y a un ensemble de facteurs à préciser pour répartir de façon équitable les coûts qui sont spécifiques aux exportations, ou encore à la charge locale, et qui sont communs aux exportations et à la charge locale.

On propose aussi d'appliquer un mécanisme pour

stabiliser les revenus du service point à point de manière à s'assurer qu'ils couvrent pleinement leurs coûts, à court terme comme à long terme. Alors comme les réservations peuvent varier d'une année à l'autre, il se peut que certaines années, les coûts propres aux exportations, par exemple, ne soient plus rencontrés.

Alors, je pense qu'il faudrait définir un mécanisme pour stabiliser les revenus ou encore s'assurer que les coûts sont couverts, à tout le moins sur une base de moyen terme, par exemple, il y a différents mécanismes dont on avait parlé en réponse à une question, je pense c'est de la Régie.

Et ce qu'on dit aussi, c'est que l'énergie électrique la moins coûteuse et les services de transport les moins coûteux devraient aussi être réservés en priorité à la charge locale.

En page 14, je parle des activités d'achat-revente. Concernant l'achat-revente, on peut effectivement considérer qu'il y a deux types d'achat-revente : un premier où les importations servent la charge locale et un second où les importations servent à remplir les réservoirs hydroélectriques de façon directe, pour après être réexportés.

Les deux types d'achat-revente requièrent des traitements différents mais nous pensons qu'il faille considérer dans les deux cas les importations comme du service point à point à être effectué à l'intérieur des réservations de point à point annuelles ou encore des réservations de court terme.

Desservir la charge locale, qui est d'environ trente-deux mille mégawatts (32 000 MW), directement à partir des centrales au Québec pose des exigences et des contraintes au réseau de transport, qui diffèrent du cas où on peut importer en partie pour la charge locale.

Il ne s'agit pas, dans les deux cas, des mêmes chemins de transport, des mêmes équipements, les importations utilisent des interconnexions qui ont une capacité limitée et qui, à ce moment-là, peuvent se substituer aux exportations.

De même pour les clients, la sécurité d'approvisionnement et la stabilité des prix diffèrent entre l'import et la fourniture domestique. Les importations pourraient aussi empêcher la réalisation de transactions de point à point alors que le réseau québécois permettrait de fournir la charge locale à partir des centrales hydroélectriques, ou encore des autres centrales au

Québec.

Le réseau de transport devrait être conçu et développé en fonction de la capacité réelle de production d'Hydro-Québec. Alors à mon sens, Hydro-Québec Production ne peut fournir à la fois trois mille huit cent quatre-vingt-quatre mégawatts (3884 MW) d'export en même temps que la charge locale à partir de ses centrales directes.

Alors, je pense qu'à ce moment-là, si elle ne peut pas fournir le total des deux de l'ordre de trente-cinq mille mégawatts (35 000 MW) à la pointe, bien à ce moment-là, le réseau de transport n'a pas à être conçu en fonction d'une capacité qui ne peut pas être livrée à la pointe.

(15 h 30)

Et donc, c'est une chose est à vérifier, effectivement, la capacité effective d'Hydro-Québec Production pour tenir compte finalement de la capacité effective que doit livrer le réseau de transport.

Alors, il me reste environ pour cinq minutes. Je dirais qu'il y a finalement différentes approches pour établir la causalité des coûts et allouer les coûts entre les clientèles.

Par exemple, on pourrait référer à l'usage ou la consommation actuelle des infrastructures et des services; on pourrait encore référer à la finalité pour laquelle ont été réalisés les investissements ou encore on pourrait regarder du côté de l'évolution historique de la demande et de l'offre et de voir comment le réseau s'est conçu et comment, finalement, la demande a évolué.

Et, entre autres, on pourrait tenir compte aussi, comme j'ai dit tantôt, de l'objectif d'encourager le chauffage électrique au Québec, par exemple, ça serait une donnée qu'on peut tenir compte dans une prise en compte historique.

La séparation coût fixe, coût variable n'est pas une justification en soi pour allouer les coûts selon la puissance. Prenons le cas d'un réservoir qui est associé à un barrage hydroélectrique. Une fois réalisé, les coûts du réservoir constituent presque essentiellement des coûts fixes mais ce n'est pas une raison pour allouer les coûts du réservoir en puissance, considérant que la finalité du réservoir c'est d'emmagasiner l'énergie et du fait aussi que le coût total du réservoir est en relation avec la quantité d'énergie qu'il emmagasine.

Alors, donc, les coûts fixes pour le réservoir sont

importants mais ce n'est pas une raison pour allouer les coûts du réservoir finalement, uniquement en terme de la puissance. Au contraire, à ce moment-là, c'est beaucoup plus en lien en terme de finalité, finalement, avec l'énergie qui va être consommée.

Il en va de même de la centrale hydroélectrique qui a une vocation mixte, énergie-puissance et dont on peut tenir compte, finalement, dans l'allocation des coûts, des deux composantes. Donc, l'équation coût fixe égale coût de capacité, égale coût en puissance est pour nous incorrecte.

Le système du transport a aussi une vocation mixte, soit de fournir la puissance requise à chaque instant et de fournir aussi l'énergie demandée pour satisfaire les besoins dans le temps de la clientèle.

D'ailleurs, la puissance c'est de l'énergie instantanée et l'énergie c'est de la puissance étalée dans le temps. Enfin, la capacité de certaines parties du réseau dépasse de beaucoup la puissance de pointe.

On n'a qu'à penser au réseau à très haute tension dont les lignes fournissent à la pointe, par exemple, en moyenne quinze cents (1500) ampères alors que les transformateurs pourraient en supporter quatre mille

(4000) ampères et que les lignes pourraient, elles, en supporter six mille (6000) ampères.

Il y a donc une capacité, une surcapacité disponible, finalement, sur le réseau de transport haute tension qui permettrait de développer finalement, de répondre à un excédent de demande en pointe, à tout le moins, ou encore à une croissance de la demande future sans créer nécessairement de nouvelles lignes très haute tension.

La surcapacité aussi disponible fait en sorte que la puissance de pointe n'est pas en lien directement avec les capacités réelles finalement du réseau à très haute tension. Donc, l'allocation en fonction de la puissance de pointe n'est pas nécessairement adéquate dans le cas où il y a une surcapacité importante dans certaines parties du réseau.

Je vais terminer avec le... sur la question du taux de perte. Même si en terme relatif cela implique des montants qui ne sont pas très élevés, ça constitue quand même un test d'équité quant à nous.

Nous comprenons que les méthodes marginales utilisées par Hydro-Québec pour répartir les pertes entre la charge locale et le point à point a pour effet de faire porter entièrement sur la

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

THEMES 5 et 6
PANEL - ACEF DE QUÉBEC
Présentation

charge locale les

pertes qui ne sont pas fonction ou encore en lien avec le transit, c'est-à-dire ce que Hydro-Québec estime, il y a un dix-neuf pour cent (19 %) de perte qu'il estime qui n'est pas en lien avec l'énergie qui est véhiculée, plus en lien avec le potentiel, la longueur, et cetera, les conditions météo qui vont créer l'effet couronne, et cetera.

Alors, ça c'est à un pour cent (1 %) finalement du taux, ça équivaut à un pour cent (1 %) de taux de perte. Et ça, c'est supporté avec la méthode d'Hydro-Québec, de la façon dont on le comprend, uniquement par la charge locale et on considère que ce n'est pas équitable. Ce un pour cent (1 %) là devrait être réparti, finalement, en fonction des différents utilisateurs, autant le point à point finalement que la charge locale ou les clients potentiels du réseau intégré.

Secundo, nous avons réévalué le taux de perte du point à point avec les données, en terme d'énergie, de mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999), en allouant entre autres un pourcentage de un point deux pour cent (1.2 %) pour un moyen pour les interconnexions et point soixante-quinze pour cent (.75 %) pour une perte qui serait due à une distance moyenne plus grande pour les exportations.

On arrive avec un taux de perte total de cinq pour seize pour cent (5.16 %), à un taux de perte pour la charge locale qui est de quatre point soixante-quatorze pour cent (4.74 %) alors que pour les exportations, le point à point, ça serait huit point douze pour cent (8.12 %). A mon sens, la méthode utilisée par Hydro-Québec utilise des hypothèses qui surestiment le taux de perte de la charge locale et sous-estiment le taux de perte sur le point à point.

On a vu que pour la part qui réfère aux pertes qui ne sont pas liées au transit ou à l'énergie, Hydro-Québec fait porter cette part-là uniquement sur la charge locale mais mon hypothèse c'est que, finalement, la façon dont Hydro-Québec applique son modèle accroît le taux de perte sur la charge locale et diminue le taux de perte sur le point à point. En ce sens-là, la Régie devrait re-visiter les hypothèses et le modèle utilisé par Hydro-Québec pour établir son taux de perte.

Enfin, je rejette aussi l'idée de monsieur Bastien à l'effet qu'en arrondissant le taux de perte de cinq point seize pour cent (5.16 %) à cinq point deux pour cent (5.2 %), on réduit la marge d'erreur. En sciences, on calcule, avec la plus grande précision possible, une variable et on estime aussi la marge d'erreur en plus ou en moins où pourrait se retrouver

théoriquement la valeur estimée.

Mais réduire, arrondir finalement le résultat ne réduit pas d'autant la marge d'erreur. A ce compte-là, pourquoi ne pas arrondir à cinq point un pour cent (5.1 %) le taux de perte si ça réduit la marge d'erreur.

Donc, on recommande finalement d'utiliser effectivement cinq point seize pour cent (5.16 %). On juge que c'est préférable, finalement à cinq point deux pour cent (5.2 %) même s'il y a une marge d'erreur, finalement, on pense qui est distribuée par rapport au cinq point seize pour cent (5.16 %) et que si la précision le permet, finalement, les chiffres à Hydro-Québec, on devrait utiliser ce taux de perte-là.

Alors, ça complète ma partie, je cède la parole à monsieur Barbeau.

M. VITAL BARBEAU :

Alors, je vais essayer de faire une synthèse des positions de l'ACEF de Québec concernant l'allocation des coûts et aussi le règlement sur le transport de l'électricité, les services de transport.

Or, avec la méthode d'allocation des coûts qui est

proposée par Hydro-Québec entre la charge locale puis les services point à point, nous considérons que l'activité exportation ne couvre pas véritablement ces coûts selon notre propre évaluation puis la méthodologie d'allocation de coûts retenue, il faudrait des revenus plutôt de l'ordre de quatre cent à cinq cent millions de dollars (400-500 M \$) en deux mille un (2001) pour couvrir des coûts spécifiques aux exportations alors que Hydro-Québec propose des revenus pour les services point à point qui servent essentiellement pour l'exportation de deux cent quatre-vingt-dix-huit millions (298 M).

On a souligné aussi que l'Office national de l'énergie traite au niveau tarifaire différemment le transport du gaz naturel qui est exporté de celui qui est vendu sur le marché domestique. Alors, donc, c'est possible de faire une tarification distincte pour les services de transport à des fins d'exploitation.

L'article 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, elle-même, qui a été modifiée avec la *Loi 116*, indique que lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité, la Régie doit notamment tenir compte des coûts de service, des risques différents, inhérents à chaque catégorie de consommateurs.

Alors, pour nous, l'exploitation c'est une catégorie de consommateurs très distincte et l'électricité étant d'abord un bien collectif qui doit être au service des Québécois, il serait normal et naturel qu'il y ait une tarification distincte pour les services de transport qui servent à des fins d'exportation.

La Régie peut donc définir à notre avis différents tarifs de transport pour différentes catégories d'usagers selon les articles 49, sixièmement et septièmement, notamment. Comme les tarifs de distribution, l'uniformité..., comme pour les tarifs de distribution, l'uniformité territoriale, nous l'avons dit, doit être comprise dans le sens de l'uniformité de la tarification pour les catégories de consommateurs, pour l'ensemble du réseau québécois.

L'ACEF de Québec s'oppose donc à la méthodologie tarifaire utilisée par Hydro-Québec pour bâtir la structure des tarifs de transport, notamment le recours unique à la pointe de puissance annuelle. Telle que proposée au premier chapitre de notre preuve, une tarification basée uniquement sur la capacité de transit ou la puissance pénalise la charge locale au profit du service point à point, donc de l'exportation.

Alors, cela pénalisera particulièrement les petits consommateurs, dont les consommateurs résidentiels qui chauffent à l'électricité, les pénalisera donc au profit des plus gros consommateurs qui ont un facteur d'utilisation élevé, ce qui est contraire à notre avis à l'esprit du pacte social établi au Québec dans le domaine de l'électricité.

Nous demandons ainsi que soit appliquée une plus forte pondération pour la composante énergie que pour la composante puissance.

En ce qui concerne maintenant le règlement ou les contrats, le contrat sur les tarifs et les conditions de transport, nous proposons de définir puis d'indiquer les revenus requis annuels de TransÉnergie à l'annexe H du contrat en y incluant les revenus tirés de la charge locale du service en réseau intégré puis des services point à point de long terme et de court terme.

Nous demandons de définir les clients de charge locale, article 1.9 ainsi, on nous propose donc une définition, les clients au Québec de détail et de gros, de l'électricité, du distributeur que le transporteur a obligation selon la loi de servir prioritairement et fiablement en électricité et en construisant et en exploitant son réseau.

Nous demandons que la priorité soit accordée dans les faits et règles à la charge locale en réservant prioritairement les infrastructures actuellement en place pour la charge locale, en ne coupant le service à la charge locale en cas de panne ou de contrainte sur le réseau qu'en dernier recours, en dernier lieu, soit après avoir coupé d'abord des services point à point ferme de long et court terme et ce en accord avec l'obligation de servir faite à Hydro-Québec par la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Les coûts des immobilisations et de répartition de la charge qui sont occasionnés par les clients des services point à point ou ceux en réseau intégré, ne doivent en aucun cas pénaliser la charge locale. Il faut éviter aussi que des investissements importants et coûteux ne soient réalisés pour des fins d'exportation sous le couvert de l'amélioration de la fiabilité du réseau, ce qui entraînerait une hausse de coûts moyens de transport et des tarifs de transport. Cela constituerait une forme de subvention et de financement déguisés aux exportations au détriment de la charge locale.

Nous demandons que le taux de perte pour la charge locale demeure à cinq pour cent (5 %) ou soit réduit si ce taux est surévalué. Nous nous opposons à l'uniformisation du taux de perte à cinq point deux

(5.2) pour la charge locale et les services de point à point. Le taux de perte pour les services point à point devrait, selon nous, plutôt être de l'ordre de huit à dix pour cent (8-10 %).

En ce qui concerne les rabais, nous considérons qu'ils sont assumés en bout de ligne, encore une fois, par la charge locale, par les consommateurs résidentiels, commerciaux et autres du Québec. La Régie doit dès lors surveiller ces rabais, établir des règles claires à cet effet, fixer des prix planchers pour les services de transport et évaluer si vraiment ces rabais peuvent être profitables pour les Québécois et Québécoises dans une perspective de développement durable.

Et s'il s'avère que non, il ne faudrait pas se gêner pour interdire toute pratique de rabais. Hydro-Québec elle-même est d'avis qu'à ce moment-ci et pour les années qui vont venir, les rabais ne sont pas avantageux pour le Québec, les rabais accordés à l'exportation.

Alors, donc, avant de permettre la généralisation d'une politique de rabais, il faudrait pousser les études plus à fond puis établir des règles fermes là-dessus.

Il faut nommément s'assurer que Hydro-Québec Production ne profite pas exclusivement ou indûment de ces rabais, ce qui pourrait faire faussement croire que le prix de notre électricité est très compétitif alors que l'avantage concurrentiel n'est dû qu'au *subventionnement* du service de transport par les clientèles de charge locale.

Alors, on est carrément contre une pratique qui ferait payer plus cher les consommateurs Québécois pour permettre de vendre de l'électricité moins cher à nos voisins les américains ou à d'autres voisins quels qu'ils soient.

Nous demandons que soit maintenue l'obligation de signer une convention de service, un contrat pour répondre à la charge locale comme c'est la pratique actuellement entre TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution. Même si tout le service de transport entre Hydro-Québec et TransÉnergie est réputé constituer un contrat de service, nous pensons qu'un contrat formel et explicite protégera mieux la clientèle régulière québécoise en rendant le tout plus transparent et engageant face à la Régie de l'énergie.

Il faut aussi préciser aux règlements que les frais visant les services complémentaires ne s'appliquent

pas à la charge locale et qu'aucune contribution n'est requise de la charge locale via le distributeur pour les investissements s'y rapportant. Alors, les projections de réservations puis de revenus pour les services point à point de long terme et de court terme devraient être révisées et autorisées annuellement par la Régie et faire l'objet d'une fermeture réglementaire.

De même, nous demandons un traitement différencié pour les activités d'achat/revente d'électricité, le tarif de transport devrait s'appliquer en double lorsqu'elles sont effectuées pour un tiers ou pour fin purement de stockage, en tenant compte des coûts liés à l'opération de stockage et de reproduction électrique qui n'ont pas été assumés... qui n'ont pas à être assumés, c'est-à-dire, par la charge locale.

Or, le principe, somme toute, pour conclure, de faire assumer les pleins coûts des services non réglementés puis des services de transport de point à point aux clients qui en profitent, devraient donc être respectés à tous les niveaux afin d'éviter tout subside croisé au détriment de la charge locale.

Ça conclut notre présentation sur les thèmes à l'ordre du jour. On vous remercie.

(15 h 45)

LE PRÉSIDENT :

On vous remercie de votre présentation. Vous avez respecté le délai que vous vous étiez fixé d'une heure. Maintenant, Hydro-Québec, est-ce que vous avez des questions à poser?

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me JACINTE LAFONTAINE :

Oui, cinq minutes, une ou deux questions. Bonjour, Monsieur Dagenais, Monsieur Barbeau.

M. VITAL BARBEAU :

Bonjour.

Me JACINTE LAFONTAINE :

218 Q. À la page 7 du document que vous avez produit le vingt-quatre (24) mai deux mille un (2001), vous mentionnez au troisième paragraphe concernant la causalité des coûts et l'allocation des revenus requis en transport que :

La question est de savoir si en présence d'économies d'échelle, la méthode 1 CP est adéquate pour allouer les coûts du réseau de transport entre les diverses clientèles.

Quel lien faites-vous, Monsieur Dagenais, entre les économies d'échelle et le choix de la méthode du 1 CP

comme méthode d'allocation des coûts? Quel lien y a-t-il entre la méthode du 1 CP et les économies d'échelle?

M. RICHARD DAGENNAIS :

R. En fait, la prise en compte des économies d'échelle réfère à la causalité des coûts. Dépendamment comment les coûts vont croître en fonction de la puissance, finalement, ce qu'on dit, c'est que, pour fournir par exemple la puissance en pointe, ça prendra des coûts moins importants finalement si les coûts sont décroissants, par exemple.

Alors, ça, c'est un aspect qui est à prendre en compte dans la causalité des coûts. Et la méthode 1 CP, ce qu'on dit, c'est qu'elle ne tient pas compte de la causalité des coûts; c'est une méthode de répartition des revenus requis en fonction de la répartition à la pointe.

219 Q. Et le fait de tenir compte des économies d'échelle, est-ce que c'est une méthode que vous avez vous-même développée ou vous avez, ça a été élaboré à partir de précédents, de documents, de lectures que vous avez faites?

R. C'est effectivement une position que j'ai développée dans notre preuve du mois de février et que j'ai finalement précisée ici. Mais ça ne réfère pas à d'autres... Je n'ai pas fouillé pour savoir, là, de

quelle façon on pouvait l'utiliser ailleurs, là.

Mais c'est d'abord une position qu'on défend ici.

220 Q. Qui vous est propre?

R. Oui.

221 Q. Et d'ailleurs, dans le cadre de vos lectures en matière de réglementation, ce n'est pas quelque chose que vous avez lu?

R. Bien, je pense qu'indirectement, c'est pris en compte dans la mesure où on réfère aux coûts, par exemple, de télécom, et tout ça ici, il y a des économies d'échelle, ça va ressortir finalement en termes de coûts, mais de façon stricte, on n'en tient pas strictement compte de façon directe. Indirectement, on en tient compte en fonction de l'évolution des coûts et de la capacité offerte.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Je n'ai pas d'autres questions. Je vous remercie, Monsieur Dagenais.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Est-ce qu'il y a d'autres intervenants qui ont des questions à poser? RNCREQ, non. NEG aussi; OPG, NB Power. Groupe STOP-SÉ?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Merci, ce sera très court.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bonjour, Messieurs. Bonjour, Monsieur le Président, Messieurs les régisseurs. Pour la sténographie, mon nom est Dominique Neuman pour le groupe STOP et Stratégies énergétiques. J'ai une question à monsieur Dagenais pour la partie de la présentation qui a été faite il y a quelques minutes.

222 Q. Est-ce que vous pourriez m'indiquer la source à la page 5 de la colonne * exportations complémentaires +?

M. RICHARD DAGENAIIS :

R. En fait, ça relève d'hypothèses propres, c'est-à-dire que ce qu'on fait dans le fond, c'est qu'on fait varier... c'est simplement un ajustement des exportations pour faire en sorte que, finalement, montrer que les tests peuvent passer finalement si les exportations sont ajustées de façon complémentaire.

Donc, c'est un ajustement, là, propre qu'on a fait ici. Ça ne réfère pas donc à une autre référence. C'est nous qui avons postulé finalement comme hypothèse ces choix-là.

- 223 Q. O.K. Et est-ce que c'est basé...
- R. Ça vise à démontrer que, donc, on peut ajuster les exportations, la demande des exportations de façon, de façon à ce que les tests passent, parce que la complémentarité nous permet finalement d'accroître le facteur d'utilisation et donc de réussir les tests.
- 224 Q. Je comprends parfaitement le principe de la complémentarité...
- R. Donc, c'est une simulation.
- 225 Q. Il y a manifestement une telle complémentarité qui existe, mais les chiffres eux-mêmes, est-ce que vous vous êtes basé, par exemple, sur le total ou est-ce que vous êtes parti de certains chiffres soit sur le total pour...
- R. Bien, disons que c'est en lien, par exemple... le mille huit cents (1800) est en lien avec ce qui... ça se rapproche finalement de ce qui se réalise au mois de janvier, la pointe, ce qui nous a été fourni pour quatre-vingt-dix-neuf (99), mais c'est plus faible, c'est un peu plus faible. Et au mois de juillet, par exemple, juin, c'est plus élevé de l'ordre de peut-être mille mégawatts.
- 226 Q. Est-ce que ces hypothèses, j'essaie de comprendre à partir de votre réponse que vous venez de donner il y a un instant, est-ce que vous avez conçu ces chiffres comme étant ce qu'il faudrait que les exportations complémentaires soient pour que les trois tests passent...

R. Oui.

227 Q. ... et en voulant démontrer qu'il s'agit d'une hypothèse plausible?

R. Effectivement, ce que j'ai dit, c'est qu'on pouvait ajuster les exportations de manière à la rendre suffisamment complémentaire pour que les trois tests passent, effectivement c'est ça.

228 Q. Vous citez à la page 21 dans la présentation de monsieur Barbeau, je ne sais pas si c'est monsieur Barbeau ou monsieur Dagenais qui répondrait à cette question, à la page 21, vous citez l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie, le paragraphe 6, qui fait état des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs.

Et quand ce passage a été lu tout à l'heure, Monsieur Barbeau, j'ai remarqué, vous aviez insisté de façon particulière sur cette notion, sur ce passage. Est-ce que vous pourriez décrire en quoi vous avez tenu compte du facteur de risque dans les calculs qui ont été, en fait dans la présentation qui a été faite, qui a été faite aujourd'hui? Est-ce que vous pourriez faire le lien avec la notion de risque inhérent aux différentes catégories de consommateurs?

R. Disons que dans la partie technique, on ne l'a pas pris en compte parce que c'est un facteur complexe, mais qui pourrait être finalement évalué et pris en compte dans la détermination du tarif, par exemple,

parce que, effectivement, les exportations peuvent être plus risquées d'une année à l'autre, et caetera. Alors, on pourrait prendre ce facteur en compte. Mais on ne l'a pas utilisé comme tel dans nos calculs, tout ça.

M. VITAL BARBEAU :

- R. Mais en principe, ça va de soi que la charge locale, c'est une consommation stable, régulière, garantie à Hydro-Québec qui a le monopole d'ailleurs sur tout ce qui consomme de l'électricité au Québec. Ça va de soi aussi que les exportations, surtout dans le marché actuel où la concurrence est plus forte, où les besoins sont plus grands, sont beaucoup plus à risque aussi.

C'est-à-dire il y a des périodes où ce que, comme actuellement, où que les exportations, ça peut être très payant, la demande est très forte, il y en a d'autres en fonction de développement hydroélectrique qui se font dans d'autres provinces, ou du climat, ou du contexte est plus favorable dans d'autres pays; il y a d'autres moments où que les besoins d'achat d'électricité au Québec sont beaucoup moins grands.

Alors, à cause de ça, on dit, le risque supporté par la partie exportation est plus grand. Et dans ce sens-là, on doit toujours en tenir compte dans la

détermination des tarifs d'exportation. On ne doit jamais faire cadeau de notre énergie; on doit la conserver, la préserver, la maintenir et la rentabiliser, rentabiliser le service local sur une base complémentaire d'exportation mais sans jamais la donner.

229 Q. Je comprends votre propos à l'effet qu'il existe des risques différents. Mais ce que j'essaie de voir, c'est plus finement comment le facteur entrait dans le calcul du tarif. Mais je comprends la réponse de monsieur Dagenais qu'il n'y a pas eu de tentative d'incorporer ça au tarif lui-même dans votre proposition.

R. Non, c'est ça.

M. RICHARD DAGENAIS :

R. On peut en tenir compte mais on n'a pas de données à cet effet-là pour l'instant. Et puis il faudrait que ce soit étudié plus sérieusement.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je vous remercie bien.

LE PRÉSIDENT :

Merci, Maître Neuman. GRAME-UDD, pas de questions?

Me JEAN-FRANÇOIS GAUTHIER :

Pas de questions.

LE PRÉSIDENT :

Coalition ne sont pas là. AIEQ. ARC-FACEF-CERQ,
est-ce que vous avez des questions?

Mme MANON LACHARITÉ :

Non, nous n'en avons pas.

LE PRÉSIDENT :

Pas de questions. Régie, est-ce que vous avez des
questions?

Me PIERRE R. FORTIN :

Nous n'avons pas de questions, Monsieur le
Président.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Tanguay? Monsieur Frayne?

INTERROGÉS PAR M. ANTHONY FRAYNE :

Une seule.

- 230 Q. Bonjour, Messieurs. J'aimerais faire référence à
votre page 80 dans le mémoire déposé en février,
je crois. Page 80, vous avez fait une tentative de
calcul qui est intéressante sur des coûts alloués
aux exportations pour des interconnexions. Et je
crois que je comprends les conclusions de ça, mais
j'aimerais juste que vous parlez un petit peu plus
sur comment vous êtes arrivé là.

Si je comprends bien, vous utilisez deux approches de la part de capacité ou de la part de l'énergie. Pouvez-vous juste me dire un peu plus exactement comment vous avez fait les calculs dans les deux sens? Pas le détail de chaque chiffre mais disons les très grands principes.

M. RICHARD DAGENNAIS :

R. Concernant le revenu spécifique aux exportations, alors dans les deux cas, c'est le même, là, c'est vraiment lié au sur-coût, par exemple, de la ligne à courant continu. Dans le cas du revenu associé aux interconnexions, alors là, vraiment, il s'agit de répartir le coût entre les importations et les exportations, soit en capacité utilisée dans les deux cas, soit en énergie utilisée dans les deux cas.

Et pour ce qui est des revenus partagés entre la charge locale et les exportations, alors donc, c'est le réseau qui est utilisé, le réseau, comment il est utilisé entre les exportations et la charge locale, donc excluant les interconnexions et les coûts spécifiques aux exportations. C'est partagé finalement en fonction de l'énergie ou encore de la capacité utilisée par la charge locale ou les exportations lorsqu'il s'agit du revenu partagé entre la charge locale et l'exportation ou encore entre les importations et les exportations lorsqu'il s'agit des

interconnexions.

231 Q. Et quand vous le faites... Dans votre hypothèse A, les coûts partagés selon la part de capacité, quelle capacité vous utilisez, c'est quoi les chiffres de base pour ça?

R. Dans le cas des capacités au niveau des exportations, c'est les capacités totales en importation ou encore en exportation. Donc, c'est les capacités totales en exportation ou importation qui sont utilisées dans ce cas-là.

232 Q. Le potentiel en mégawatt?

R. C'est ça.

233 Q. D'accord. O.K. Avez-vous des commentaires sur le choix entre les deux systèmes, disons, là, vous offrez deux hypothèses, est-ce qu'il y en a une que vous favorisez et pourquoi?

R. Je pense que... Je suis d'accord avec l'expert Co Pham quand il dit qu'il faudrait, il y aurait un certain nombre de choses à préciser, entre autres quand Hydro-Québec nous dit, il y a une fonction sécurité du réseau domestique qui est remplie par les interconnexions. Je pense qu'il faudrait préciser, c'est un certain nombre de facteurs. Idéalement, nous, ce qu'on dit, c'est qu'on pourrait tenir compte des deux composantes, capacité et énergie.

M. ANTHONY FRAYNE :

Merci. Ça complète mes questions. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Messieurs. Ça complète votre preuve?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Et je voulais aviser que, demain, on va commencer à neuf heures (9 h). Et ce matin, j'ai parlé que la Régie aurait des questions additionnelles à poser sur la réalisation d'engagements. Alors, la Régie pourrait vous faire part de la substance pour que vous puissiez préparer, avoir soit les bonnes personnes ou voir si monsieur Bastien est en mesure d'y répondre. Et pour cela, on invite aussi les autres intervenants à assister à cette discussion-là pour préparer la journée de demain qui commencera par la présentation de PG&E

(16 h)

Me JACINTE LAFONTAINE :

Et c'est effectivement à ce sujet-là que je voulais vous parler, Monsieur le Président, concernant la contre-preuve d'Hydro-Québec. Comme je vous disais, Hydro-Québec prévoit une contre-preuve, ce sera très court, au maximum trente (30) minutes. Cette contre-preuve-là sera faite suite à la présentation de NB Power.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

Mais également suite au document qui a été déposé aujourd'hui par ARC-FACEF-CERQ, plus particulièrement la présentation de monsieur Roberge où il est fait état de nouvelles données, de nouveaux chiffres, j'ai déjà avisé mon confrère, maître Tardif, que Hydro-Québec est à évaluer l'opportunité de faire une contre-preuve, mais qui sera une question de cinq ou dix minutes, c'est uniquement de concilier certains chiffres.

LE PRÉSIDENT :

Vous êtes libre de faire la contre-preuve que vous voulez.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Non, mais je voulais quand même en informer la Régie et les intervenants pour qu'ils soient présents, si nécessaire.

LE PRÉSIDENT :

Oui, on apprécie, on apprécie.

Me JACINTE LAFONTAINE :

De même, il y a la question de la journée de demain mais il y a la question de la fin des audiences qui s'en vient, et avant d'oublier quelque chose qui devrait se faire avant la fin, on se rappellera que Hydro-Québec, en tout début de dossier, avait produit

31 mai 2001

Volume 29

sous pli confidentiel à la Régie certains

documents.

LE PRÉSIDENT :

Ah, oui, oui, oui.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Donc ce que je demanderais et pour officialiser le tout...

LE PRÉSIDENT :

Puis on avait décider de vous les remettre.

Me JACINTE LAFONTAINE :

... que la Régie rende une ordonnance à l'effet que les documents soient retournés à Hydro-Québec. En fait, ce sont des documents qui sont énumérés à la décision D-2001-49 de la Régie, à la page 28, il s'agissait du Plan d'affaires 2000 de TransÉnergie, également des Prévisions de la demande des clients grandes entreprises pour les années quatre-vingt-dix-huit (98), quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille (2000) et des informations relatives aux ressources des producteurs privés dont les installations sont reliées au réseau de transport.

LE PRÉSIDENT :

Si ma mémoire était bonne, je sais qu'on m'avait fait part de certaines réserves, et je vais juste

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

vérifier, on pourra rendre une décision à cet effet-là.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Je vous remercie.

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Monsieur le Régisseur, vous vous souvenez que j'avais indiqué que nous allons produire, d'ici la fin de la semaine, d'ici demain, certaines pièces additionnelles que nous désirons citer...

LE PRÉSIDENT :

Et pour lesquelles on vous a dit que vous auriez une côte à monter.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Que j'aurais une côte à monter. Je voulais, je ne les produis pas maintenant mais je voulais vérifier avec le Banc si, mon interprétation quant à la chose suivante. La décision, l'ordonnance 888 de la FERC n'est pas en preuve, son texte intégral n'est pas en preuve, de même que différentes, les décisions 889, il y a une partie en preuve seulement de l'ordonnance 2000.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

La loi sur laquelle se fondent ces décisions américaines n'est pas en preuve non plus. S'il s'agissait de lois et de décisions canadiennes ou québécoises, ça fait partie du droit, je n'ai pas besoin de les mettre en preuve pour pouvoir les citer; comme il s'agit de décisions américaines, est-ce que je peux prendre pour acquis que l'on peut citer, dans l'argumentaire, par exemple un extrait de la décision 888, ou est-ce qu'il faut absolument l'avoir mise en preuve, avoir mis en preuve l'extrait en question, et même question pour la loi, la Federal Power Act, sur laquelle ces décisions se fondent?

S'il faut les mettre en preuve, il faudra le faire, mais quant à nous, nous souhaiterions, nous pensons que ça peut être considéré comme, au même titre qu'une loi ou qu'une jurisprudence canadienne, on peut la citer sans que ce soit déjà mis en preuve.

LE PRÉSIDENT :

Qu'est-ce que vous en pensez, les représentants d'Hydro-Québec?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Évidemment, on parle de lois étrangères mais l'ordonnance 888, en fait, on parlait même de connaissance judiciaire presque par rapport à cette ordonnance-là, étant donné tous les débats qu'il y a

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

eus là-dessus depuis le début. Donc...

LE PRÉSIDENT :

Mais il me semble que tout le monde a parlé...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Bien, c'est ça, de l'ordonnance 888...

LE PRÉSIDENT :

... des ordonnances 888A, 888B, 889, 2000.

Me JACINTE LAFONTAINE :

2000.

LE PRÉSIDENT :

Disons qu'on ne peut pas dire que toutes les décisions du FERC sont de connaissance judiciaire mais ces quelques décisions-là que je viens de parler m'apparaissent être, faire partie du débat et de notre environnement...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Réglementaire.

LE PRÉSIDENT :

... réglementaire, comme certaines décisions qu'on a invoquées, je pense que ça n'a pas besoin d'être produit. Si vous êtes tous d'accord, je ne sais pas

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

si d'autres intervenants, le RNCREQ ou l'ARC-FACEF, GRAME-UDD, avez-vous des commentaires là-dessus?

M. FRANÇOIS TANGUAY :

D'ailleurs, il faut vous préparer, il y aura interrogation orale sur 888 et 888A vendredi, à quatre heures (4 h).

Me HÉLÈNE SICARD :

Juste peut-être un bref commentaire...

LE PRÉSIDENT :

C'est maître Lafontaine qui est le témoin.

Me HÉLÈNE SICARD :

... et je suis d'accord avec...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Je croyais que moi, je posais les questions au Banc.

Me HÉLÈNE SICARD :

Je suis d'accord avec ce que maître Lafontaine vient de dire et puis nous, on avait regardé, le 659 étant, finalement, un texte 888 qui est un texte d'une loi étrangère qu'on a importé dans notre droit. La règle d'interprétation des lois veut qu'on aille voir comment ce texte-là a été interprété à l'étranger pour parfois l'interpréter ici de toute façon, c'est

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

règle générale permis. Alors je ne vois pas de problème et je ne vois pas la nécessité de déposer tous les documents par dessus, personnellement.

LE PRÉSIDENT :

C'est un peu comme de la législation par référence?

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est ça.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

De toute façon, c'est le contexte de fond, on peut difficilement l'ignorer.

Me HÉLÈNE SICARD :

C'est notre position.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je voulais simplement m'assurer de ça, et la règle s'appliquerait aussi à la loi, la Federal Power Act, qui, où il y a une dizaine d'articles qui sont cités qui constituent la base de ces décisions-là?

LE PRÉSIDENT :

Alors, si je comprends bien vos signes de tête, Maître Lafontaine, c'est affirmatif, vous êtes d'accord aussi...

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

Me JACINTE LAFONTAINE :

Effectivement, la loi et les décisions, mais évidemment, on parle des décisions 888, 888A et l'ordonnance 2000.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, B et C. Donc ces trois séries. S'il y en a d'autres, je comprends que ça aurait besoin d'être mis en preuve, comme des décisions plus pointues, d'accord.

LE PRÉSIDENT :

Maître Fortin, vous avez un commentaire?

Me PIERRE R. FORTIN :

Je n'avais qu'une précision. Effectivement, je n'ai aucun problème avec la question de référer aux ordonnances que vous avez mentionnées, ça me paraît aller de soi, effectivement, compte tenu qu'on en a longuement traité, de même que le règlement 659.

Cependant, en ce qui a trait à la Loi sur FERC, je ne crois pas qu'on en ait traité, en tout cas, il est possible, avec l'ampleur de la preuve que nous avons au dossier, je me souviens qu'on a traité, à certains égards, du Federal Power Act, mais quant à la Loi sur FERC, je ne sais pas à quoi maître Neuman référerait spécifiquement, je ne me souviens pas d'avoir rien vu

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

là-dessus. Je ne dis pas qu'il n'y en a pas dans la preuve mais peut-être vous pourriez être un petit peu plus précis, parce que là, je ne sais pas où ça nous mènerait?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je parlais de la Federal Power Act, la FPA, qui est la loi qui est l'équivalent de notre Loi sur la Régie de l'énergie, qui indique...

LE PRÉSIDENT :

Mais pour ça, il faudrait que vous ayez le Président des États-Unis qui vienne témoigner pour...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ah, désolé, il n'était pas...

LE PRÉSIDENT :

... qu'il produise cette pièce-là?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... on n'a pas pu lui envoyer un subpoena à temps.

M. VITAL BARBEAU :

À défaut de la présence du Président des États-Unis, si vous me permettez un commentaire de néophyte là-dessus, concernant l'ordonnance 888, qu'on y réfère, c'est une chose, qu'on y adhère à cent pour cent

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

(100 %), c'en est une autre à mon avis, j'espère que la Régie se garde une marge de manoeuvre là-dessus, n'est-ce pas?

LE PRÉSIDENT :

Bien, disons que ça fait partie de l'environnement réglementaire, mais de là à dire que...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

De là à dire que le Québec, c'est la Floride...

LE PRÉSIDENT :

Mais disons que, Maître Neuman, je veux juste quand même spécifier quelque chose quant à la Loi. Ce n'est pas de connaissance judiciaire, son interprétation, je vous dis franchement, nous, on ne la connaît pas, l'interprétation de la Loi. Si vous avez l'intention d'y référer, bien je ne sais pas comment vous allez vous y prendre, mais je peux vous dire que ce n'est pas de connaissance judiciaire. Le texte de la 888, et cetera, nous paraît plus de connaissance judiciaire mais l'autre, non.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors je n'ai pas de problème à déposer la dizaine d'articles pertinents de la FPA, si ça peut simplifier les choses...

31 mai 2001

Volume 29

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais il y a toute son interprétation...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Non, non, pas l'interprétation...

LE PRÉSIDENT :

... le droit américain qui est différent, vous voulez toujours tout couvrir mais on n'est pas ouverts à essayer de connaître tout le droit américain, on ne sera jamais assez vieux pour le connaître. Et je pense que de vouloir nous embarquer là-dedans, ce n'est pas de connaissance judiciaire, la loi; le texte comme tel, je pense tout le monde peut l'avoir sur Internet, mais de là à dire quel est le droit américain là-dessus, quelle a été son interprétation, tout ça, nous, on n'en a pas une connaissance judiciaire. Je vous le dis franchement, c'est ça.

Me PIERRE R. FORTIN :

Si je peux me permettre d'ajouter, avec votre permission, Monsieur le Président, effectivement, lorsqu'on a du droit étranger, à la limite, ça prend une preuve d'expert pour l'interprétation du droit étranger. Alors, c'est pour ça que je demandais à maître Neuman de préciser où il voulait aller avec les références à des lois étrangères, que ce soit la FPA Act ou que ce soit d'autres lois qu'applique

À la limite, le principe pourrait être le même pour des décisions des états qui ont réglementé et qui ont rendu certaines décisions auxquelles beaucoup d'intervenants ont référé ici, et je pense qu'il faut évidemment qu'on sache l'usage qui pourrait en être fait, qu'on y réfère, qu'on réfère à des décisions de FERC qui sont pertinentes au Règlement 659 et à d'autres sujets qui ont été très élaborés dans la présente cause, soit, mais au sujet des autres, des lois elles-mêmes, je n'ai rien entendu en preuve et il faudra certainement être prudent de l'usage qu'on devrait faire de références à ces lois-là en l'absence de témoignages d'experts sur l'interprétation qui est donnée, dans les états où au niveau du fédéral, quant à ces lois étrangères.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je comprends parfaitement, il ne s'agit pas de lois d'états, il s'agit uniquement de la loi fédérale, la FPA, et des articles auxquels les décisions 888 et 889 réfèrent. Des fois, en citant un extrait, c'est le texte des articles en question, de mémoire, mais je n'ai pas les références exactes, certains témoins experts ont référé à la FPA et sensiblement aux mêmes séries d'articles auxquels, qui vont être produits, mais sans citer le texte intégral.

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

On a en preuve l'homme qui a vu la Loi, qui a dit : * J'ai vu la loi, la loi dit ceci... + Ce que je souhaite, c'est produire le texte de cette loi, auquel différentes décisions de la FERC et différents témoins experts ont pu référer.

LE PRÉSIDENT :

On vous a fait part d'une première réaction.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

D'accord.

LE PRÉSIDENT :

Vous verrez dans la décision la deuxième réaction. Est-ce qu'il y a d'autres commentaires? Madame Lacharité?

Mme MANON LACHARITÉ :

Bonjour. Nous avons déjà discuté avec Hydro-Québec de la possibilité de mettre les engagements sur le site Web. Nous avons manqué plusieurs réunions puis à un moment donné, c'est très difficile, il manque des papiers qui ont été déposés les journées où nous n'étions pas là, alors ça serait peut-être un dernier engagement, de faire en sorte que ça puisse être disponible...

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

LE PRÉSIDENT :

Mais est-ce que ce n'est pas sur le site Web de la Régie?

Mme MANON LACHARITÉ :

Ça le serait maintenant, les engagements?

Me PIERRE R. FORTIN :

Je ne le sais pas mais sauf erreur, et Hydro-Québec pourrait me corriger là-dessus, tous les engagements en question cependant font l'objet d'un numéro de pièce; à la limite, c'est parce que vous dites que vous n'avez pas tous les documents qui ont pu être déposés, mais sauf erreur, je crois qu'ils sont tous cotés HQT quelque chose, selon le cas.

LE PRÉSIDENT :

Oui, puis c'est facile à retrouver, à part de l'engagement numéro 51, qui n'est pas facile à trouver.

Me PIERRE R. FORTIN :

Sous cette réserve, oui.

LE PRÉSIDENT :

La plupart des engagements, quand vous prenez les notes sténographiques, au tout début, vous avez toutes les pièces que Hydro-Québec produit à chaque

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

rencontre qu'on a, et nous dit si c'est en réponse à un engagement pris ou pas, puis lequel, puis, bon, ça fait que vous avez toute l'information ici, s'il en manque, je pense bien que la bibliothèque ou le centre de documentation de la Régie est à votre disposition.

Mme MANON LACHARITÉ :

O.k., c'est les documents justement, ce n'est pas juste l'engagement, c'est vraiment le fond. Alors en allant à la bibliothèque, ils seraient tous là évidemment mais on avait cru comprendre que ça aurait été possible de le mettre sur le site pour éviter...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Hydro-Québec s'engage à le faire, ça va peut-être aider grandement les intervenants.

LE PRÉSIDENT :

Oui?

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est d'ici mercredi prochain, en début de semaine prochaine, Hydro-Québec va transmettre à la Régie un CD à jour avec l'ensemble des pièces et des engagements.

R-3401-98

DISCUSSIONS

31 mai 2001

Volume 29

Mme MANON LACHARITÉ :

Ça serait bien apprécié. Merci.

Me JACINTE LAFONTAINE :

C'est ça, de toutes les pièces qui ont été produites dans le dossier, incluant les engagements... Bien là, on va en envoyer copie à la Régie, vous verrez avec la Régie ce qui peut être compatible ou non.

Me F. JEAN MOREL :

On peut aussi s'engager à fournir un PC à monsieur Dagenais...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Faites attention, elle va mettre dans le compte de dépenses.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci beaucoup tout le monde et à demain, neuf heures (9 h).

R-3401-98
31 mai 2001
Volume 29

DISCUSSIONS

CERTIFICAT

Nous, soussignés, MICHEL DIAGNEAULT et JEAN LAROSE, sténographes officiels dûment autorisés à pratiquer la sténographie officielle, certifions sous notre serment d'office que les pages ci-dessus sont et contiennent la transcription exacte et fidèle de la preuve en cette cause, le tout conformément à la Loi;

Et nous avons signé :

-
-
-

MICHEL DAIGNEAULT
Sténographe officiel

JEAN LAROSE
Sténographe officiel