

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE 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 12 AVRIL 2001

VOLUME 8

ODETTE GAGNON et JEAN LAROSE
STÉNOGRAPHERS OFFICIELS

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

COMPARUTIONS

Me PIERRE R. FORTIN
procureur de la Régie;

REQUÉRANTE :

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

INTERVENANTS :

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

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

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

Me PIERRE HUARD
Mme ISABELLE CÔTÉ
représentants 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
12 avril 2001
Volume 8

M. RÉJEAN BENOIT
M. YVES GUÉRARD
représentants 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
12 avril 2001
Volume 8

TABLE DES MATIÈRES

| | <u>PAGE</u> |
|---|--------------------|
| LISTE DES PIÈCES | 5 |
| LISTE DES ENGAGEMENTS | 6 |
| PRÉLIMINAIRES | 7 |
| DISCUSSIONS SUR LA DEMANDE DE M. DAGENAIS | 11 |

JEAN-PIERRE GINGRAS
MICHEL AMSTRONG
MICHEL BASTIEN
PIERRE LEDUC
DANIEL VAILLANT

| | |
|---|-----|
| INTERROGÉS PAR Me F. JEAN MOREL | 21 |
| CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF | 137 |
| CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENAIS | 196 |
| CONTRE-INTERROGÉS PAR M. YVES GUÉRARD | 220 |
| CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN | 237 |

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

LISTE DES PIÈCES

PAGE

HQ-3 doc.1.1 : Planification intégrée du transport 36

LISTE DES ENGAGEMENTS

| | <u>PAGE</u> |
|--------------------------|---|
| <u>ENGAGEMENT H-14</u> : | Confirmer les spécifications thermiques exigées par les fournisseurs pour les transformateurs 162 |
| <u>ENGAGEMENT H-15</u> : | Vérifier les taux de perte et qui la paie 173 |
| <u>ENGAGEMENT H-16</u> : | Fournir, si disponibles, les scénarios étudiés eu égard à la construction de la liaison Radisson-Nicolet 181 |
| <u>ENGAGEMENT H-17</u> : | Indiquer le nombre d'heures d'utilisation de la ligne à courant continu pour la clientèle québécoise, et ce annuellement187 |
| <u>ENGAGEMENT H-18</u> : | Vérifier le taux de perte entre Radisson et Sandy Pound et la répartition de ce taux de perte217 |

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PRÉLIMINAIRES

(9 h 30)

L'AN DEUX MILLE UN (2001), ce douzième (12e) jour du
mois d'avril :

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :

Audience du douze (12) avril 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.

Le procureur de la Régie est maître Pierre R. Fortin.

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

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PRÉLIMINAIRES

par maître Claude Tardif.

Me CLAUDE TARDIF :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

M. RICHARD DAGENAIIS :

Bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

LA GREFFIÈRE :

Association des redistributeurs d'électricité du
Québec, représentée par maître Pierre Huard et madame
Isabelle Côté.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PRÉLIMINAIRES

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

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 monsieur Réjean Benoit et monsieur Yves Guérard.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

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

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PRÉLIMINAIRES

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.

Me ÉRIC FRASER :
Bonjour.

LE PRÉSIDENT :
Bonjour.

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

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

Me HÉLÈNE SICARD :
Bonjour.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PRÉLIMINAIRES

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

LA GREFFIÈRE :

Sempra Energy Trading Corporation, représentée par
madame Marcia Greenblatt.

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

Y a-t-il d'autres personnes dans la salle qui
désirent présenter une demande ou faire des
représentations au sujet de ce dossier?

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

LE PRÉSIDENT :

Alors, bonjour tout le monde. La première chose que
je voulais vous dire, c'est que dans un premier
temps, j'ai une fichue grippe et je m'excuse si je
prends des pastilles.

DISCUSSIONS SUR LA DEMANDE DE M. DAGENAI

Alors, dans un deuxième temps, on avait une décision
à rendre ce matin sur la demande de monsieur Dagenais

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

et la difficulté qu'on a, on va vous la partager, on va vous la faire partager et on va vous demander de réagir.

Bien sûr que si Hydro donne suite à la demande de monsieur Dagenais, ça peut impliquer, comme le disait monsieur Bastien, de refaire presque tout le dossier, ce qui est inconcevable pour la Régie et pour, je pense, tout le monde, parce que si Hydro refait son dossier, les intervenants aussi vont devoir refaire leur dossier et on n'en finira plus.

On a un dossier qui a été monté du mieux que tout le monde a pu et il est là. On va devoir vivre avec. Cependant, certaines données pourraient être enrichies parce que les données historiques et l'année de base servent de comparaison, finalement, pour aider à établir les prévisions de l'année qui vient et dans la décision D-99-120, à la page 8, il est fait mention, quand on résume la position d'Hydro-Québec, de ce qui suit :

Concernant les mois de l'année de base pour lesquels des projections sont présentées, Hydro-Québec envisage de fournir, en cours d'audience, les données réelles disponibles à des fins de comparaison et à titre

d'information.

Paragraphe suivant, le deuxième qui suit, là.

La demanderesse s'engage par ailleurs, la demanderesse, c'est Hydro-Québec, à identifier et à expliquer les écarts entre les chiffres réels et ceux issus du budget.

À la page 13, dans l'opinion de la Régie, il était fait mention de ce qui suit :

À l'égard de l'utilisation de l'année témoin projetée, Hydro-Québec devra, et ce pour toute requête tarifaire visant l'établissement de tarifs de transport d'électricité, démontrer le fondement des hypothèses et des prévisions soumises à la Régie. À cette fin, Hydro devra être en mesure d'expliquer chacune des prévisions sur la base de données réelles. La Régie juge qu'au minimum, les données de l'année témoin projetée devront être supportées par la présentation d'une année historique, couvrant une période équivalente à l'année témoin et

*composée de données réelles et d'une
année de base comprenant à la fois les
données réelles et projetées.*

Et si on revient à la page 9, le premier paragraphe,
il est dit :

*Hydro-Québec indique également qu'à
son avis, il n'est pas nécessaire,
utile et rentable, de déposer
systématiquement plus d'une année
historique. Selon elle, le fardeau de
la preuve lui revient et l'Entreprise
fournira au besoin les données
historiques disponibles sur une
période plus longue, pour supporter
certains éléments de sa preuve.*

Alors, à partir de ces engagements, on pourrait dire,
d'Hydro-Québec, sans refaire au complet le dossier,
est-ce que Hydro-Québec peut nous indiquer quelles
données pourraient nous être soumises pour respecter
les engagements pris dans la décision... qui sont
rapportés dans la décision D-99-120?

Me F. JEAN MOREL :

Monsieur le Président, j'imagine qu'on devra avoir
une consultation minimum sur votre dernière question.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

Je ne sais pas si vous voulez que la réponse vienne plus tard au cours des audiences ou si vous nous permettez une suspension ou... pour que ces consultations puissent avoir lieu dès maintenant?

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Morel...

Me F. JEAN MOREL :

Oui?

LE PRÉSIDENT :

... ça nous convient d'attendre après le lunch pour connaître votre position. C'est délicat, on le comprend, on a eu de la difficulté à se brancher.

M. MICHEL BASTIEN :

En fait, si je peux me permettre, Maître Morel, ça ne sera pas long, là, je veux juste avoir un complément peut-être d'information, là, pour que je comprenne bien votre position.

Bon, j'ai bien entendu, là, nos engagements antérieurs et on va les assumer, là, je ne peux même pas mettre ça sur le dos de mon prédécesseur, j'étais là à cette époque-là, mais au-delà de ça, la problématique telle qu'elle se présente, là, d'une façon très, très macro, là, actuellement, c'est qu'il

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

y a peut-être des informations déjà disponibles, mais comme je le disais hier, elles sont disponibles d'une façon agrégée, pas nécessairement avec le même détail que ce qu'on a produit en preuve, d'une part.

Et, d'autre part, est-ce que je comprends bien que si on produit de nouvelles informations, de nouvelles données pour faire suite à notre engagement autant que faire se peut, bien sûr, bien on va être sujet à un questionnement et donc, ça nous demande une bonne préparation, donc ça nous demande, nous, des délais.

Ce que je veux dire, c'est que : est-ce que vous avez une perspective temporelle par rapport à cette nécessité de déposer des données mises à jour pour les principaux paramètres relatifs à l'année deux mille (2000)?

LE PRÉSIDENT :

Ma première réaction, c'est comme c'était un engagement que vous aviez pris vous-même, j'imaginai que vous soyez prêt ce matin à nous fournir ces données-là. Sauf que je comprends que l'engagement ne se réalisera pas immédiatement et on va attendre vos commentaires ce midi. La seule chose, c'est que...

Me F. JEAN MOREL :

Je ne veux pas plaider, là, mais lorsque vous citez

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

des passages de la décision, ils sont justes, mais la décision D-99-120 est beaucoup plus large, en ce sens qu'un des éléments était également le choix de l'année tarifaire qui ne correspondait pas à l'année budgétaire de la division et qui, déjà au départ, avait créé des difficultés pour monter le dossier.

Également, dans le... de mémoire, dans les citations que vous avez données de la décision également, il y avait un aspect que cette façon de procéder, premièrement était conforme à la pratique dans les autres causes tarifaires, elle ne présumait pas qu'on avait une cause tarifaire si tardivement dans l'année témoin et également C excusez-moi C c'était un peu basé sur la prémisse que la pratique usuelle en matière tarifaire s'appliquerait également à...

LE PRÉSIDENT :

Mais il me semble qu'on n'est pas tellement loin de la pratique usuelle, là.

Me F. JEAN MOREL :

Non, non, théoriquement non, en pratique une mise à jour lorsque les audiences sont commencées, ce n'est pas nécessairement la pratique usuelle.

LE PRÉSIDENT :

Tout ce que je voulais vous dire, c'est que vous

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

l'aviez prévu en quatre-vingt-dix-neuf (99), là. À
tout événement.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Un point aussi, Maître Morel, c'est que le dépôt au
mois d'août était suite à une demande de vous donner
du temps, si j'ai bon souvenir, pour travailler le
dossier un peu plus et donc, ça présuppose aussi C je
ne pense pas qu'on vous prend avec surprise, là, sur
ce point-là...

Me F. JEAN MOREL :

Je n'ai pas allégué la surprise, j'ai juste, comme je
vous dis, je ne voulais pas plaider, mais mis
également dans le contexte de l'entreprise...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

On va vous laisser travailler ça, mais c'est parce
que justement, on veut éviter de rentrer dans des
discussions autour des chiffres, puis de tout ça, ce
n'est pas le but de l'opération, mais pour nous il y
a des choses à concilier entre cette décision-là et
là où on est aujourd'hui, les intervenants soulèvent
des points qui paraissent légitimes, il me semble,
mais on essaie de réconcilier tout ça sans
nécessairement ouvrir quelque chose de plus gros que
ça pourrait l'être et...

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8
Me F. JEAN MOREL :

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

J'apprécie.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

... c'est dans ce sens-là qu'on essaie de voir où vous êtes par rapport à ça et autrement, pour nous aussi, là, pour la Régie, ce ne sera pas facile, il y a des bouts qui nous manquent, il y a des ficelles qui nous manquent et on aimerait voir ce que vous pouvez faire dans ce sens-là. C'est juste ça qu'on essaie de faire. Donc, on vous donne ce matin l'opportunité de nous revenir là-dessus avant de prendre une décision irréfléchie.

Me F. JEAN MOREL :

Je ne voulais pas revenir...

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Et, croyez-moi, on a réfléchi!

(9 h 45)

Me F. JEAN MOREL :

Je ne voulais pas revenir sur ce à quoi, au dernier devoir que vous nous aviez donné, je voulais juste le placer dans le contexte.

LE PRÉSIDENT :

Ça, c'est un engagement qui va être bon pour votre rendement, ça! À tout événement, on cherche quelque

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

DISCUSSIONS SUR
DEMANDE DE M. DAGENAI

chose qui va pouvoir faire en sorte que le dossier tel que constitué, c'est le dossier, mais qu'on puisse l'enrichir avec, en tenant compte de la réalité. Alors nous étions rendus au troisième panel d'Hydro-Québec sur la planification et exploitation du réseau?

Me F. JEAN MOREL :

C'est bien ça, Monsieur le Président. Et comme vous voyez, les témoins ont déjà pris place alors ils peuvent être assermentés dès maintenant. Merci.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

L'AN DEUX MILLE UN, le douzième jour d'avril :

JEAN-PIERRE GINGRAS, ingénieur chargé d'équipe,
Conception du réseau principal, 10ième étage, Tour de
l'est, Complexe Desjardins, Montréal;

ET :

MICHEL AMSTRONG, directeur, Contrôle des mouvements
d'énergie, 11ième étage, Tour de l'est, Complexe
Desjardins, Montréal;

LESQUELS, après avoir fait une affirmation
solennelle,

ET :

MICHEL BASTIEN,

PIERRE LEDUC

et

DANIEL VAILLANT,

LESQUELS, sous la même affirmation solennelle,

DÉPOSENT et disent comme suit :

INTERROGÉS PAR Me F. JEAN MOREL

PROCUREUR DE LA REQUÉRANTE HYDRO-QUÉBEC :

Merci beaucoup.

- 1 Q. Monsieur Vaillant, je vais commencer par vous, votre témoignage écrit sur le thème 2 se retrouve aux pièces suivantes : HQT-3, document 1 et son annexe, HQT-3, document 2 et ses annexes 1 et 2 et HQT-3, document 3. Également, votre curriculum vitae fait partie de la pièce HQT-12, document 1, qui a été révisée en date du trois (3) avril deux mille un (2001). Est-ce que ces pièces ont été écrites par vous ou sous votre contrôle ou direction?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui.

- 2 Q. Avez-vous quelque correction, modification ou ajout à apporter à ces pièces écrites ce matin?

R. Non.

- 3 Q. Merci. Les adoptez-vous comme votre preuve dans la présente cause et êtes-vous prêt à être contre-interrogé sur ces documents?

R. Oui.

- 4 Q. Il y a également certaines pièces qui ont été déposées à l'appui de votre témoignage, il s'agit de la pièce HQT-3, document 5, il s'agit d'un document intitulé * Amélioration de la fiabilité du réseau de transport +; et également la pièce HQT-2, document 2.2.1, qui est constituée d'un extrait du Plan de développement 1993 sur l'utilisation des interconnexions. Avez-vous pris connaissance de ces

documents et êtes-vous prêt à témoigner sur les sujets abordés dans cette preuve complémentaire?

R. Oui.

5 Q. Monsieur Vaillant, je vous demanderais de prendre votre curriculum vitae et de détailler ou d'élaborer, brièvement bien sûr, sur vos présentes fonctions à Hydro-Québec, de même que sur votre expérience dans l'entreprise.

R. Si vous n'avez pas d'objection, Maître Morel, je vais procéder dans le sens inverse.

6 Q. Je n'ai aucune objection.

R. Donc j'ai commencé à Hydro-Québec comme ingénieur pour la région Baie James pour les mises en service de l'ensemble des installations postes et centrales de la Baie James. Par la suite, j'ai travaillé pour la Région Maisonneuve en exploitation encore. J'ai été dans l'ingénierie ou le design des équipements de postes et centrales au groupe Ingénierie construction. Par la suite, j'ai été chef de service responsable des Télécommunications, des Automatismes et de l'Exploitation du réseau de la Baie James et de l'Abitibi-Témiscamingue.

J'ai été gérant de secteur en Abitibi-Témiscamingue, qui s'occupait aussi des installations de la Baie James. J'ai été responsable d'un projet pour Hydro-Québec pour développer la vision de l'Exploitation pour les dix prochaines années, ça, en dix-neuf cent

quatre-vingt-quinze/quatre-vingt-seize (1995/96). Par la suite, j'ai été directeur intérimaire de la Conduite du réseau.

Et depuis dix-neuf cent quatre-vingt-seize (1996), date où est-ce qu'on a mis en place la nouvelle organisation par unités d'affaires, je suis responsable de la Planification et Développement des actifs à TransÉnergie, c'est-à-dire principalement la planification du réseau, jusqu'à tout récemment la planification du plan d'affaires et des stratégies d'exploitation du réseau principal, de la formation technique, des développements informatiques spécifiques au domaine de la conduite du réseau ainsi que des affaires réglementaires spécifiques au domaine TransÉnergie.

- 7 Q. Merci bien. Monsieur Gingras, mes questions s'adressent à vous maintenant. Vous avez participé à la préparation de certaines des pièces adoptées par le témoin, monsieur Daniel Vaillant, plus spécifiquement la pièce HQT-3, document 1 et son annexe et la pièce HQT-3, document 2 et ses annexes. Vous avez également préparé votre curriculum vitae qui a été déposé comme partie de la pièce HQT-12, document 1. Adoptez-vous ces documents comme votre preuve dans la présente cause et êtes-vous prêt à être contre-interrogé sur cette preuve.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui.

8 Q. Également, j'ai décrit tantôt certains documents qui ont été déposés à l'appui de la preuve écrite; en avez-vous pris connaissance et êtes-vous également prêt à témoigner au besoin sur les sujets qui sont abordés dans cette preuve écrite complémentaire?

R. Oui.

9 Q. Parfait. Merci bien. Vous aussi, Monsieur Gingras, pouvez-vous prendre votre curriculum vitae et décrire, dans l'ordre que vous voudrez bien, soit votre expérience... on ne prend plus de chance, soit vos, pas * soit +, et après, vos fonctions, vos présentes fonctions chez Hydro-Québec?

R. Parfait. Je vais procéder dans l'ordre chronologique depuis le début de ma carrière. J'ai débuté à Hydro-Québec comme ingénieur division Réseau; c'était en mil neuf cent soixante-douze (1972). Je faisais partie de tout le groupe qui regardait toutes les études conceptuelles du réseau de la Baie James à l'époque. J'ai oeuvré au niveau de ces études conceptuelles-là, participé aussi au développement du réseau, fait aussi des plans de développement de certains plans d'ensemble de régions, sur une période d'à peu près dix ans, de soixante-douze (72) à quatre-vingt-deux (82).

Par la suite, j'ai pris un poste de chef de division,

le titre exact, c'était Conception et programme. Ça touchait davantage la partie régionale du réseau de transport. C'est un poste que j'ai occupé durant trois ans, de quatre-vingt-trois (83) à quatre-vingt-six (86). Puis par la suite, quatre-vingt-six (86), quatre-vingt-sept (87), disons que c'est plus suite à une réorganisation majeure de l'entreprise, la décentralisation des activités, on avait gardé seulement que les parties encadrement du réseau régional à Montréal, ça fait que c'est ça qui a fait l'objet des deux années comme chef de division Plan directeur.

Par la suite, j'ai été chargé d'une tâche spéciale, en quatre-vingt-sept (87), quatre-vingt-huit (88), c'était toute la Revue du critère de conception du réseau de transport principal, puis tout sa coordination aussi aux divers organismes du NPCC pour qu'on soit conformes aux critères du NPCC.

Puis depuis mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989), je suis ingénieur, chargé d'équipe Conception du réseau principal, où les principales responsabilités touchent le critère de conception du réseau et aussi les grandes orientations de développement du réseau.

- 10 Q. Merci beaucoup, Monsieur Gingras. Monsieur Armstrong, je m'adresse à vous maintenant. Comme monsieur Gingras, je crois que vous avez participé à la

préparation de certaines des pièces adoptées par le témoin, monsieur Daniel Vaillant, et également, vous avez préparé votre curriculum vitae, déposé comme une partie de la pièce HQT-12, document 1. Également, je vous demande si vous avez pris connaissance des documents qui ont été déposés à l'appui de la preuve écrite et si, suite à ça, vous êtes prêt à témoigner au besoin sur les sujets abordés dans cette preuve écrite.

M. MICHEL ARMSTRONG :

R. Oui.

11 Q. Parfait. Merci bien. Monsieur Armstrong, pouvez-vous prendre votre curriculum et décrire votre expérience et également vos fonctions actuelles chez Hydro-Québec?

R. J'ai débuté comme ingénieur à Conduite du réseau dans le temps, en soixante-dix-neuf (79), quatre-vingt (80), comme, au Centre de conduite du réseau et pour les études techniques de la gestion du réseau...

LE PRÉSIDENT :

Pardon, Monsieur Armstrong, pouvez-vous parler un peu plus proche du micro, parce qu'on ne vous entend pas.

R. Ça va mieux?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

R. Merci. Donc j'ai débuté comme ingénieur au Centre de conduite du réseau, qui s'occupe de la gestion temps réel à l'époque du réseau de production et transport d'Hydro-Québec. Ensuite j'ai oeuvré à la Région Manicouagan comme chef de division Techniques et responsable d'établir les stratégies et les encadrements d'exploitation du réseau de la Côte-Nord, donc de la Région Manicouagan.

Enfin, je suis revenu à Montréal comme chef de service, Exploitation du réseau, de l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec de production et transport, donc responsable de la production et du transport de l'ensemble du réseau. Enfin, je suis allé à la Région La Grande Rivière, qui regroupe aussi le secteur Abitibi-Témiscamingue, comme gérant de secteur Exploitation, donc responsable de l'exploitation et des stratégies d'exploitation du réseau de La Grande Rivière et de l'Abitibi-Témiscamingue, ainsi que de toutes les installations qui y sont localisées.

Enfin, en quatre-vingt-seize (96), suite à la réorganisation, je suis, depuis cette date, directeur de Contrôle des mouvements d'énergie, donc qui s'occupe de la gestion en temps réel du réseau de transport de TransÉnergie et de toutes les activités qui y sont reliées. Donc à ce titre, c'est d'assurer le fonctionnement fiable et sécuritaire de l'ensemble

du réseau, en temps réel, de préparer le programme intégré du réseau et de ses installations, d'autoriser les programmes d'échange avec les différents intervenants qui sont connectés au réseau de TransÉnergie et assurer l'équilibre offre/demande en temps réel du réseau sur le territoire du Québec.

- 12 Q. Merci beaucoup, Monsieur Armstrong. Monsieur Leduc, le présent panel de témoins traitera également des projets d'investissements deux mille un (2001) de TransÉnergie.

(10 h)

Les pièces HQT-5 document 4 et HQT-5 document 4.1 constituent à cet égard votre témoignage écrit dans la présente cause. Est-ce que ces pièces ont été préparées par vous ou sous votre direction ou contrôle?

M. PIERRE LEDUC :

R. Oui.

- 13 Q. Avez-vous quelques corrections, modifications ou ajouts à faire à ces documents écrits pour l'instant?

R. Non.

- 14 Q. Êtes-vous prêt à adopter ces documents comme votre preuve dans la présente cause et être contre-interrogé sur cette preuve?

R. Oui.

- 15 Q. Merci. J'ai, je crois, omis de mentionner votre curriculum vitae qui fait partie de la pièce HQT-12

document 1 révisé en date du trois (3) avril. Est-ce que ce curriculum vitae a été préparé par vous?

R. Oui.

16 Q. Parfait. Merci.

R. J'aimerais juste apporter une petite correction de typographie. Trésorier TransÉnergie HQ inc., il n'y a pas de * I +.

17 Q. O.K. C'est sous la rubrique Expériences. Pouvez-vous, vous avez évidemment copie de votre curriculum vitae que vous venez de corriger, pouvez-vous, Monsieur Leduc, décrire votre expérience chez Hydro-Québec de même que vos présentes fonctions?

R. Alors, j'occupe actuellement les fonctions de chef Plan et Contrôle de gestion. Ces fonctions, je les occupe depuis mil neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997) au sein de TransÉnergie. Antérieurement à ces fonctions, j'ai oeuvré pendant une dizaine d'années à Hydro-Québec principalement à la préparation des états financiers d'Hydro-Québec. Et antérieurement à mon emploi à Hydro-Québec, j'ai oeuvré pendant dix ans en vérification publique pour un bureau d'experts comptables. Mes principales fonctions à TransÉnergie touchent la planification financière de l'unité d'affaires.

18 Q. Parfait. Merci beaucoup. Et enfin, monsieur Bastien fait partie du panel pour les raisons qu'il vous a déjà expliquées. Avant que les témoins ne présentent sommairement leur preuve, j'aimerais demander au

témoin, je pense à monsieur Bastien, s'il peut répondre à l'engagement numéro 8 quant à l'énoncé politique.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Je n'ai pas les notes sténographiques avec moi, mais l'engagement me semblait être de vérifier... Excusez-moi! J'ai maintenant les notes sténographiques entre les mains et je peux noter que l'engagement numéro 8 était de confirmer à la Régie s'il y a un énoncé de politique de la nature de celui qui apparaît dans HQT-2 document 5 page 17 qui, pour mémoire, se référerait à l'idée que les activités réglementées ne subventionnent pas les activités de marchands de gros. Donc, si ce genre d'énoncé-là se retrouvait dans un énoncé plus général qui s'appliquerait à l'ensemble de l'entreprise, et après vérification, la réponse à cet engagement, c'est effectivement, nous confirmons qu'il n'y a pas d'énoncé de politique qui affirme ce même principe appliqué à l'échelle de l'entreprise. Par ailleurs, ce qu'on a à notre disposition, c'est la Loi sur la Régie de l'énergie et, évidemment, la pratique réglementaire et les décisions de la Régie de l'énergie. Et, ça, c'est un énoncé en soi, et on s'assure, nous, que les dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie soient à la fois diffusées, expliquées et appliquées dans les dossiers qui sont présentés à la Régie.

19 Q. Merci, Monsieur Bastien.

Me PIERRE R. FORTIN :

Est-ce que je pourrais me permettre une question vu que c'est en réponse à une de mes questions?

20 Q. Est-ce que vous pouvez fournir à la Régie le motif pour lequel il n'a pas été jugé opportun effectivement de préparer un tel énoncé pour le bénéfice des autres entités non impliquées dans le marché de gros?

M. MICHEL BASTIEN :

R. En fait, c'est difficile de donner un motif. Je pense que la question ne s'est jamais posée, est-ce qu'on devrait avoir un énoncé qui dit ça, tellement ça nous apparaissait évident. Comme je vous dis, c'est la Loi sur la Régie, et on la respecte. Et ça fait partie intrinsèque, là, de la pratique réglementaire que les activités réglementées ne subventionnent pas d'autres types d'activités. Ou en tout cas, s'il y a une idée semblable, qu'elle soit validée, approuvée par la Régie. Alors donc, c'est dans ce sens-là que les motifs, là, on n'en a pas, là.

21 Q. Non l'énoncé, en fait, le but de ma question, c'est beaucoup plus pour, il y a un énoncé qui a été fait pour l'ensemble des employés d'Hydro-Québec qui pourrait être relié ou avoir des relations disons avec ceux qui sont impliqués au niveau du marché de

gros et indépendamment de la Loi sur la Régie de l'énergie, on a jugé opportun de faire cet énoncé-là et de le diffuser. Alors, est-ce que le motif est que ça n'a pas été jugé nécessaire d'informer les autres entités de cet énoncé-là?

R. Je pense que... J'imagine que c'est ce que les gens se sont dit qu'il n'était pas nécessaire d'élargir l'énoncé à l'ensemble de l'entreprise.

22 Q. Merci.

Me F. JEAN MOREL :

23 Q. Également, monsieur Vaillant est à même de répondre à l'engagement numéro 9 quant à la formation relative à l'application du code de conduite.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Monsieur le Président, Messieurs les commissaires. Lorsqu'on a mis en force, lorsque Hydro-Québec a mis en force son code de conduite, on a, compte tenu que dans mon unité chez nous, on a une équipe qui s'occupe de la formation, on a demandé au contentieux d'avoir... au secrétariat général d'avoir la possibilité de donner la diffusion de ce code de conduite-là et aussi de mettre ça en mots, non pas légal, mais en mots plus compréhensibles pour les employés qui étaient anciennement impliqués dans les activités conjointes de marché de gros et d'opération de réseau, ou bien au niveau de la planification.

Donc, on a bâti un cours pour spécifiquement dans un premier temps le donner aux employés de TransÉnergie, d'abord pour qu'ils comprennent le pourquoi et le comment et aussi de quelle façon qu'ils devraient mettre ça en application dans leurs unités. Donc, c'est un cours qui a été donné aux gestionnaires et qui a été donné aussi aux employés. On a ciblé dans le processus de formation, dans un premier temps, tous les gestionnaires et employés qui étaient de près ou de loin impliqués anciennement dans les activités marchandes d'énergie ou qui pouvaient avoir un impact sur les activités marchandes d'énergie.

Et par la suite, on a formé la majorité des employés et gestionnaires de TransÉnergie pour qu'ils soient au courant du nouveau contexte d'affaires de TransÉnergie et c'est quoi le code de conduite et pourquoi qu'on le mettait en application.

TransÉnergie, comme monsieur Régis vous l'a expliqué, c'est trois mille (3000) employés, ce n'est pas trois mille (3000) employés qui sont en contact directement aux activités marchandes de gros, mais compte tenu qu'on faisait une équipe, on a dit, bon, on va essayer de former la majorité des employés pour qu'ils comprennent c'est quoi le contexte.

Par la suite, compte tenu que le cours était disponible, qu'il était monté, on a eu d'autres, il y

a eu d'autres unités qui ont demandé : bien, on peut-tu l'avoir ce cours-là pour qu'on comprenne ce qui se passe à Hydro-Québec? Comme monsieur Régis a mentionné dans son témoignage, ça a été un bouleversement dans l'entreprise de dire : bon, bien, là, il y a une division TransÉnergie puis il y a une application d'un code de conduite puis qu'il y a des affaires qu'on faisait qu'on ne fait plus.

Ça, ça a été un bouleversement. Donc, il y a d'autres unités qui nous ont demandé : bon, on peut-tu avoir ce cours-là pour qu'on comprenne qu'est-ce qui se passe puis qu'on comprenne c'est quoi? Donc, on a... Et lorsqu'on avait des demandes des autres unités, bien, on leur facturait via le processus de facturation interne, écoute, c'est un cours TransÉnergie, bon, pas TransÉnergie, on ne fait pas payer mais les autres, vous allez payer pour. Et on a diffusé, là, à différentes unités d'entreprise à leur demande le cours qu'ils demandaient. Mais principalement, TransÉnergie, tous ceux qui étaient impactés par l'application directe du code de conduite ont tous suivi le cours.

24 Q. Merci bien. Alors, je demanderais maintenant aux témoins de présenter sommairement la preuve.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, est-ce que vous avez un document?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, oui, effectivement.

LE PRÉSIDENT :

Pour permettre à ceux qui sont en arrière de voir bien.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, effectivement, il est distribué à l'instant même. Et je propose qu'on lui donne la cote HQT-3 document 1.1.

HQ-3 doc.1.1 : Planification intégrée du transport

LE PRÉSIDENT :

Allez-y!

Me F. JEAN MOREL :

25 Q. Merci bien. Monsieur Vaillant, si vous voulez bien procéder. Merci.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Merci, Maître Morel. D'abord, Monsieur le Président, Messieurs les commissaires, et pour tous ceux qui sont dans la salle, vous expliquer à l'intérieur d'une heure, je crois bien que c'est le mandat qu'on a, là, pour mon confrère, monsieur Gingras, et moi l'histoire de la planification du réseau d'Hydro

Québec, là, c'est tout un enjeu. On va essayer de faire ça très succinct. C'est sûr que je ne couvrirai pas tout. Je ne répondrai pas à toutes les questions de tout ce qui a été nécessaire à faire. On va essayer de faire un sommaire assez le plus complet possible des enjeux du réseau actuel.

Je pensais que c'était pour sortir plus gros que ça. Donc, c'est peut-être une carte que vous êtes moins habitué de voir. Je ne voulais pas reprendre la carte que monsieur Régis avait présentée lors de son témoignage parce qu'elle présentait uniquement le réseau 735 kV. Mais fondamentalement, il faut comprendre que le réseau de transport d'Hydro-Québec a comme responsabilité de raccorder les sources de production aux charges. Et quand on regarde la structure du réseau de transport avec...

Bon. Je cache du monde. Je pensais que la place de Jacques était bonne. C'est mieux comme ça. O.K. Donc, quand on parle du réseau de transport, le schématique présenté par monsieur Régis, on voyait les deux axes principaux et qui alimentaient directement les poches de charges de Québec et de Montréal. Bien, le Québec, ce n'est pas juste ça. Il faut comprendre qu'on a aussi tout le réseau de l'Abitibi-Témiscamingue qui est relié au poste Abitibi et avec des interconnexions avec l'Ontario.

Il y en a peut-être qui ne sont pas au courant, mais dites-vous que la poche de charge du Témiscamingue, on ne serait pas capable de l'alimenter si on n'aurait pas les interconnexions. On a besoin des interconnexions pour maintenir le soutien de tension nécessaire au Témiscamingue et on veut, bon an mal an, il passe de façon habituelle entre trente et soixante mégawatts (30/60 MW) de l'Ontario vers le Témiscamingue pour maintenir la poche de charge du Témiscamingue.

Et ce soixante mégawatts (60 MW) là, il vient de où? Bien, il vient des interconnexions de l'Outaouais qu'on aiguille vers l'Ontario pour amener de l'énergie vers le Témiscamingue. Donc, on utilise le réseau de l'Ontario pour pouvoir alimenter la poche de charge du Québec. C'est nécessaire les inter... Ce n'est pas d'hier ça, c'est... il y a du support en arrière de ça.

On a aussi l'alimentation du Saguenay-Lac-Saint-Jean qui est raccordée directement principalement sur le réseau de transport. On a la Côte-Nord qui est raccordée sur le réseau de transport. On a même des îlots de charges dans le Grand-Nord qui sont raccordés au réseau de transport. Donc, c'est des événements importants.

On voit aussi que, quand on regarde la partie de la Gaspésie, la Matapédia, bien, avec les interconnexions au Nouveau-Brunswick, ça nous apporte un support nécessaire en cas de problèmes, lorsqu'on rencontre des problèmes dans la poche de charge de Québec, on peut... et on l'a déjà fait, on prend comme alternative le Nouveau-Brunswick pour pouvoir alimenter la Gaspésie et la Matapédia.

(10 h 15)

L'ensemble de ces installations-là ont été conçues principalement pour pouvoir alimenter la pointe du réseau du Québec. Ce n'est pas... quand on fait des raccordements d'installations, on a toujours deux questions, les deux premières questions qu'on pose : c'est combien de mégawatts, puis où est-ce que c'est. C'est ça qu'on a besoin de savoir.

Puis, quand on parle du raccordement ici pour la Baie-James ou... c'est sûr que qu'est-ce qui fait qu'on a un réseau à 735 kV, bien c'est la puissance à transiter et la distance qu'on a à couvrir. Il y a même des réseaux à 120 kV qui sont installés, puis on a mis ça à 120 kV, ce n'est même pas à cause de la puissance, c'est à cause de la distance.

Le Québec, c'est ça. Le Québec, c'est des grandes étendues, puis c'est caractérisé et notre responsabilité, c'est de raccorder le distributeur.

Donc, il faut absolument pouvoir avoir une installation qui permette de raccorder le plus efficacement possible les charges du Québec.

Donc, on se doit d'avoir des... compte tenu des distances qu'on a à couvrir, des lignes à haute tension, même dans des territoires comme la Montérégie ou bien comme en Abitibi-Témiscamingue, bien souvent on va avoir des lignes à 120 Kv ou des lignes à 69 Kv que vous ne retrouverez pas dans d'autres réseaux, tels qu'on peut retrouver dans l'État de New York ou dans l'État de Nouvelle-Angleterre, ou bien en Floride.

Pourquoi? Parce qu'ils n'ont pas de distance à couvrir pour la charge qu'ils ont à alimenter, donc ça, c'est un élément fondamental. Grand territoire à couvrir, c'est la situation historique du Québec.

Dernier élément. Dans les lignes à l'intérieur du Québec, on a une spécificité où est-ce qu'on a un réseau à courant continu. La majorité du réseau, normalement c'est un réseau à courant alternatif, sauf pour ce qui est de la ligne entre Radisson, Nicolet et Sandy Ponds, on appelle ça le RMCC, le Réseau multiterminal à courant continu.

Pourquoi qu'il a été fait à courant continu? D'abord,

le premier besoin c'est qu'on avait besoin, pour la pointe, dans le temps que les recommandations ont été faites, pour rencontrer la pointe, il a fallu qu'ils construisent la centrale LG2-A et il fallait ramener cette production-là vers le centre du Québec.

Bon. Le transporteur avait le choix de construire une ligne à courant alternatif et de raccorder uniquement le Québec à la centrale LG2-A ou bien de... il y avait une demande de pouvoir alimenter en situation autre qu'à la pointe, les Américains.

Pour ce faire, l'autre technologie qui existait, on aurait pu mettre une attache c.c. directement à la frontière et transférer l'énergie ou bien transporter, de le convertir directement à Radisson en courant alternatif... en courant, excusez, en courant continu, l'amener à Nicolet et le convertir en courant alternatif ou bien de le transférer directement à Sandy Ponds qu'eux autres se sont donné aussi un convertisseur.

La décision la plus économique des différents scénarios qui ont été étudiés c'était une ligne à courant continu parce que les pertes sont moins grandes et au niveau technologique, ça amenait aussi, je dirais, un niveau de stabilité accru parce que ça nous permettait d'avoir une source directement qui

venait s'injecter à Nicolet, indépendant du réseau principal et on a, au niveau technique, là, on peut exploiter de façon isolée du réseau ou bien on peut être raccordé sur le réseau, tout dépendant des situations qu'on a, des contraintes qu'on a sur le réseau, ça amène beaucoup plus de flexibilité.

Donc, des interconnexions, c'est nécessaire pour le Québec, le réseau principal, conçu fondamentalement pour la pointe et souvent, on a des lignes à très haute tension, parce qu'on a des grandes distances à couvrir.

Bon. Vous avez un schématique ici pour les interconnexions, avec la puissance d'entrée ou de sortie, c'est bien sûr qu'on a l'interconnexion de Churchill Falls, qui est une interconnexion à courant alternatif; on a deux interconnexions avec le Nouveau-Brunswick, qui sont à courant...

Peut-être ce que je n'ai pas mentionné, là, le territoire du Québec, je dirais la zone électrique du Québec, n'est pas synchrone avec les réseaux voisins, qui sont l'Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre et New York, donc on est asynchrone par rapport à eux autres. La fréquence, eux autres aussi sont à soixante hertz, sauf qu'on n'est pas à la même place au même moment, on n'est pas synchronisé.

Donc, quand on doit avoir, si on veut avoir un lien flexible, rapide d'intervention directe avec un autre réseau qui est asynchrone avec le nôtre, la seule technologie actuelle qu'on peut mettre en place, c'est la technologie du courant continu.

Lorsqu'on a des liens à courant alternatif, ça veut dire... et quand je parlais du Témiscamingue tantôt, qu'est-ce qu'on fait au Témiscamingue, bien on îlote tout le Témiscamingue et on le raccorde sur le réseau de l'Ontario.

Donc, quand on dit qu'on a besoin de l'Ontario, bien là, le Témiscamingue, fondamentalement, n'est plus synchrone avec le Québec, il est îloté directement avec l'Ontario. C'est comme ça qu'on fonctionne.

Ou, si on veut avoir le Témiscamingue chez nous, bien on va demander à l'Ontario d'îloter des centrales sur le Témiscamingue. Donc, c'est un peu la différence entre le courant alternatif et le courant continu.

Donc, Nouveau-Brunswick, deux attaches à courant continu; Nouvelle-Angleterre on a des attaches à courant alternatif et une à courant continu, deux à courant alternatif... voyons, je suis en train de me mêler, là! deux à courant continu et une à courant alternatif; New York, on a l'attache avec la 7040 et

d'autres, et avec via CRT, on va passer en courant alternatif où est-ce qu'on * îlote + la centrale Les Cèdres.

L'Ontario, encore là c'est à courant alternatif, maintenant c'est soit l'Ontario qui * îlote + des groupes de la centrale Saunders sur nous autres ou bien c'est nous autres qui * îlote + des groupes de Beauharnois vers l'Ontario; encore là, l'îlotage des groupes, ce n'est pas notre responsabilité, sauf que le lien entre les deux centrales, c'est notre responsabilité.

Et, après ça, bien le long de l'Outaouais, l'historique a fait qu'il y a eu des centrales qui se sont installées le long de l'Outaouais avec des lignes, là, qui permettent de raccorder ces centrales-là soit sur le réseau du Québec, soit sur le réseau de l'Ontario ou bien d'avoir de la production de l'Ontario qui s'en vienne sur le Québec.

La frontière du réseau de transport, un schématique, passer très rapidement, qui explique de façon graphique l'application de la loi, qui définit que le réseau de transport commence au transfo-élévateur au poste de départ de la centrale, jusqu'au réseau de distribution, au départ des lignes 25 Kv du réseau de distribution et avec la frontière qui dépend de

différents contrats pour les clients industriels ou la production privée.

Principales composantes du réseau de transport, encore là on voit qu'on a pour cinq cent douze (512) postes, trente-deux mille kilomètres (32 000 km) de lignes, c'est un énorme parc, c'est un parc qui est excessivement gros, avec des équipements qui sont dedans, qui sont assez dispendieux.

Puis, peut-être pour... plusieurs d'entre vous ne sont peut-être pas trop familiers avec l'envergure de ce que ça veut dire un coût d'un équipement, juste donner une idée, un transformateur 735 Kv, lorsqu'on parle uniquement une phase C normalement, un transformateur, ça prend trois phases, lorsqu'on a des transfos monophasés C une phase de transformateur, l'enroulement haute tension, l'enroulement 735 Kv, lorsque, mettons s'il y a un transfo ou une phase, un monophasé saute, juste l'enroulement haute tension ça coûte un million (1 M\$), pour donner des ordres de grandeur, là.

Ça fait qu'imaginez-vous un transfo au complet, un équipement, des disjoncteurs, quand on parle que oui, c'est des enveloppes importantes pour faire la maintenance, pour faire des interventions, faire des réparations, c'est parce que les équipements coûtent

énormément cher et c'est des grands volumes, à ces niveaux-là, c'est des technologies spécifiques, et avec des fabricants spécifiques aussi.

Donc, ça vous donne une envergure du parc avec différents niveaux de tension.

Donc, un réseau renforcé depuis les années quatre-vingt-dix (90), monsieur Régis vous a montré un peu la photo de ce que c'était avant dix-neuf cent quatre-vingt-dix (1990) et après, avec la mise en place du programme d'amélioration du réseau.

L'objectif du programme, c'était la réduction des pannes provinciales, limiter les impacts des événements majeurs; on ne peut pas dire qu'il n'y en aura pas d'impacts, on ne peut pas prévoir un réseau qui ne pourra pas avoir d'impacts dessus, mais il faut limiter ses effets.

Augmenter la flexibilité d'exploitation; là-dessus, peut-être juste un point que je peux vous signaler, je ne sais pas si vous vous rappelez, il y a... au début de l'année, on a eu un problème où est-ce que le poste Tilly a eu une problématique majeure et on a perdu tout le poste Tilly. Il a fallu faire du délestage dans la région de Montréal. Un événement de même, il y a quelques années, on aurait perdu encore

la province.

Donc, aujourd'hui, on est capable de supporter des événements. Quand est arrivé le verglas, les problématiques qu'on a eues dans la situation de verglas, on n'aurait pas été capable de subir des problématiques de même ampleur.

Aujourd'hui, le réseau est beaucoup plus robuste qu'il l'était avant et il nous permet de faire des choses qu'on n'était pas capable de se revirer de bord avant.

Augmentation de la capacité de transport sur la section Est du réseau, donc toute la partie du corridor Churchill, Manic, vers Québec-Montréal. Donc, avec la compensation série qui a été ajoutée, bien ça évitait de faire de l'ajout. Donc, on était plus robuste, mais aussi, ça nous permettait de faire de l'augmentation de capacité de transit sans rajouter des lignes.

Et, évidemment, conformité avec les critères NPCC, ça veut dire : bien là, le Québec n'était pas le... à part des autres, on s'est mis à la norme, on s'est mis avec des critères de l'industrie nord-américaine.

Congestion du réseau, qu'est-ce qu'on... d'abord, un

réseau noble, c'est-à-dire un réseau où est-ce que toutes les installations ou tous les équipements sont là, il n'y en a pas de congestion. Le réseau est conçu pour la pointe et il passe la pointe. Tout passe, il n'y a pas de problème, il n'y en a pas de congestion pour la pointe, donc quand est-ce qu'il arrive des congestions et qu'est-ce qu'on fait quand il arrive des congestions.

C'est probablement, c'est lorsque arrivent des pannes, des événements, des conditions climatiques majeures qui doivent... où est-ce qu'on doit revoir la configuration du réseau, c'est lorsqu'il y a des entretiens, des retraits d'équipement, qu'est-ce qu'on fait?

Première chose, ou bien c'est parce qu'il faut... il y a des problématiques sur le réseau de distribution, puis qu'il faut revoir, redistribuer la charge, donc on optimise les configurations d'exploitation, on revisite nos façons de faire en situation normale.

Souvent, monsieur Armstrong va appeler, du moment, des ingénieurs de mon unité, il dit : on va avoir tel événement, telle configu... on va avoir... on a telle demande à faire, mettons la semaine prochaine, comment qu'on le fait? Et on regarde : on est tu capable de se configurer pour pouvoir y arriver?

(10 h 30)

Par la suite, on regarde, est-ce qu'on a la transformation dans les postes, quand on dit, la transformation entre chaque poste, c'est planifié ferme, * ferme +, ça veut dire qu'on est capables de prendre la première perte d'un transformateur. Donc premier élément majeur, ce qu'il y a de plus majeur dans un poste à vocation charge pour alimenter le réseau de distribution, c'est les transformateurs.

Donc on doit être capables de couvrir la perte d'un premier transformateur. Et si on ne couvre pas cette perte-là, bien à ce moment-là, ça veut dire des clients qui ne sont pas alimentés sur une première contingence. Et ça, c'est un critère, on doit être capables de vivre la première contingence sans ne pas alimenter des clients.

Et souvent, cette capacité-là, on ne la fait pas juste nous-mêmes, on regarde aussi avec le réseau de distribution, on parle avec le distributeur : * Écoute, voici la capacité de transformation installée qu'on a dans l'installation, tu nous annonces une croissance de charge, si on a une contrainte dans notre installation, es-tu capable, toi, de ré-aiguiller de la charge? Si oui, je vais éviter de faire un investissement chez nous. Sinon, peux-tu faire un investissement chez

toi, peut-tu raccorder de la charge ailleurs? J'ai un autre poste pas loin, peut-tu te raccorder dessus plutôt que de rester sur le premier? +

Et sinon, bien à ce moment-là, ça arrive qu'il faut faire des projets d'investissements, il faut augmenter la capacité d'une installation.

On planifie les axes de transport pour rencontrer la pointe des besoins. Nous autres, on ne questionne pas les besoins. Je sais que, Monsieur le Président, vous avez mentionné : * On veut comprendre comment tout le processus, au niveau de, le besoin qui arrive... +, nous autres, comme transporteur, bien on ne questionne pas le besoin, on dit, bon, on fournit à notre clientèle, que ça soit des producteurs privés, que ça soit le producteur, Hydro-Québec dans sa fonction production ou Hydro-Québec dans sa fonction distribution, on lui fournit des scénarios, on fournit des options, on dit : * Voici ce qu'on pourrait faire puis combien ça coûterait. +

Quand c'est avec Hydro-Québec dans sa fonction distribution, on regarde, on fait beaucoup d'itérations en fait de regarder y a-t-il différentes options possibles, laquelle qui coûterait le moins cher pour le client et puis qu'on devrait investir le moins, qui n'affecterait pas la base tarifaire.

Ça fait qu'il y a plusieurs itérations qui se font, ce n'est pas des politiques, ce n'est pas des procédures, ça se fait, c'est des réunions de travail entre les ingénieurs. C'est comme ça que ça se fait et après ça, c'est intégré dans les recommandations, où est-ce qu'on dit : * Bon, bien voici la solution retenue la plus économique. +

Donc on planifie les axes de transport pour rencontrer les besoins, le besoin de pointe, et c'est sûr que lorsqu'on couvre le besoin de pointe, bien on a couvert quatre-vingt-dix-neuf point neuf neuf pour cent (99,99 %) de tous les autres besoins du réseau.

Bon, dans certains cas, dans certains cas on n'y arrive pas ou l'investissement serait très élevé. Exemple, j'ai un îlot de charge qui est très loin, j'ai une ligne qui se rend et si j'arrive à une première contingence, je perds tout l'îlot. Je vais-tu construire une deuxième ligne? Ça ne serait pas économiquement rentable, ni pour le distributeur ni pour, on peut toujours le mettre dans la base si la Régie décide par la suite : * Écoutez, là, double alimentation pour tout le monde. +

Mais actuellement, ce n'est pas dans nos critères. Donc qu'est-ce qu'on fait? Bien, on va regarder avec le distributeur : y a-t-il d'autres alternatives,

quels sont les moyens de mitigation qu'on va s'assurer pour limiter les impacts en cas d'une panne ou en cas d'un événement?

Donc ce n'est pas toujours, à tout prix, construire, c'est bien plus de trouver, bon, il y a-tu, jusqu'où on peut se rendre, et lorsqu'on ne peut pas se rendre à un certain niveau, bien quels sont les moyens de mitigation pour limiter les impacts à la clientèle? Donc c'est un peu le processus au niveau de la congestion du réseau qu'on suit.

Les résultats, ça veut dire qu'on, les résultats, c'est qu'on a un réseau fortement sollicité à la pointe hivernale, donc on voit la progression du taux d'utilisation à la pointe, et effectivement, à part du programme d'amélioration de la qualité du réseau AFRT, il n'y a pas eu d'autres investissements majeurs sur le réseau, à part de ceux qui ont été faits pour, qui découlent du verglas.

Donc on voit que plus ça va, plus le réseau est sollicité à la pointe et que le taux d'utilisation mensuel reflète de quelle façon que le réseau, de façon * moyen + est utilisé. Qu'est-ce qu'on a comme responsabilités, nous autres, maintenant, comme transporteur? On a rempli le besoin du distributeur, donc de raccorder assez de production et d'éléments

nécessaires pour rencontrer la pointe, de rencontrer sa consommation, lui, il fonctionne au niveau d'une consommation mais moi, je fonctionne en fonction de la puissance installée.

Mais ça me dit que j'ai une partie de mon réseau qui n'est pas utilisée durant l'année. Bien qu'est-ce qu'on fait? Maintenant, avec l'ouverture des marchés, puis ce qu'on s'est dit qu'on devrait être capables de faire, c'est de trouver des clients qui vont aller augmenter mon taux d'utilisation du réseau en dehors des périodes de pointe. Je l'ai, cet actif-là, le client québécois a payé pour, donc est-ce que je peux, c'est ce que monsieur Régis vous expliquait, on a actuellement trois cent millions (300 M) qui s'en vient en déduction de la facture du client québécois, pourquoi? Bien qu'est-ce qu'on fait, on met dans le marché cette capacité-là. Et monsieur Roberge va vous expliquer de quelle façon qu'il le fait par rapport au point à point.

Donc c'est ça, notre objectif, de pouvoir trouver des usagers, dans le point à point, qui vont venir augmenter le taux d'utilisation en dehors des périodes de pointe pour soulager la facture du consommateur québécois et du, j'étais pour dire du consommateur global parce que, actuellement, ce qu'on vous propose, c'est que le tarif soit l'équivalent

pour tout le monde, et plus je vais avoir d'usagers, plus le tarif moyen va baisser.

Donc c'est une conception intégrée. Les principes directeurs de la planification... et là, je vais aller un peu plus rapidement parce qu'on me fait signe que le temps passe... donc conformité aux critères de conception, c'est un pré-requis à la qualité de service, donc il y a des critères de conception qui sont établis au niveau de l'industrie avec le NPCC et la NERC. Donc on est conformes aux critères de conception.

S'assurer de l'acceptabilité sur les plans financier et environnemental, on ne fait pas n'importe quoi n'importe comment. Donc il faut s'assurer qu'on a la capacité de payer, qu'on ne provoque pas de chocs tarifaires, qu'on est capables de maintenir dans l'assiette financière de TransÉnergie. On réalise des études d'impact sur l'environnement pour les projets en conformité de la réglementation. On s'assure de la communication et de l'intégration des préoccupations des publics et organismes dans chacun des projets.

Il faut s'assurer que quand on fait un projet, et pour l'avoir vu ailleurs, on voit souvent des réseaux que si, où est-ce que, monsieur Régis vous en parlait, souvent il y a plusieurs propriétaires,

chacun fait son petit bout puis ils se retrouvent avec toutes sortes de congestions, toutes sortes de contraintes.

Chez nous, c'est une planification intégrée qui s'assure qu'on puisse, à chaque fois qu'on fait un ajout, d'avoir un impact d'amélioration sur la fiabilité, sur la flexibilité des opérations, qui permet d'avoir la meilleure solution la plus optimum possible.

L'adaptation au territoire, donc c'est bien sûr que si on est dans un territoire qui est à zone de vent, à zone de tremblements de terre ou à une zone très isolée, ce n'est pas les mêmes caractéristiques qu'on va adopter.

Conséquences sur le réseau de la tempête de verglas quatre-vingt-dix-huit (98). Donc, comme monsieur Régis mentionnait, on ne peut pas dire que c'est une probabilité, on l'a eue. C'est la première fois, on dit : * C'est correct, vous ne le saviez pas, c'est probable, maintenant on l'a eue, qu'est-ce que vous faites avec? On n'a plus le choix. +

Donc on a mis en place le programme de bouclage, qui est la phase la plus rapide, donc il y a eu des projets qui ont été réalisés, il en reste encore qui

sont dans le processus d'approbation existant actuellement. Pour sécuriser davantage les régions qui ont été touchées, donc il y a eu la reconstruction, il y a eu les projets de bouclage et diversification des sources d'approvisionnement.

Actuellement, on est dans un autre processus qui, on analyse, pour les autres régions exposées, qu'est-ce qu'on devrait faire, comment qu'on pourrait le faire, donc que voudrait dire un programme de renforcement mécanique des lignes, un processus de déglacement des lignes, qu'est-ce qui est réalisable ou pas? Donc il y a toute une série d'études d'enclenchées suite à ça, dans les autres zones exposées.

Et je vais finir avec cet acétate-là avant de passer la parole à monsieur Gingras. Conception intégrée, ça veut dire que le processus de planification qui vous a été déposé, les résultats qui vous ont été déposés intègrent, et on l'a stratifié en conséquence aussi, donc les éléments de pérennité, qu'est-ce qui est nécessaire à assurer le maintien du parc et de la disponibilité du parc, on parle d'une enveloppe alentour de deux cent millions (200 M\$) par année.

Les besoins de croissance pour répondre aux besoins futurs, donc c'est le distributeur, ou les distributeurs s'il y a lieu qui nous donnent leurs besoins

et s'il y a, le cas échéant, bien s'il y a des producteurs privés qui veulent se raccorder, aussitôt que les documents deviennent publics, on les intègre dans le processus de planification public. Donc ça, c'est la croissance, on ne discute pas de leurs besoins, on leur fournit des options, des scénarios, et ils décident s'ils l'intègrent ou pas dans... Et nous autres, par la suite, on va venir vous voir, Monsieur le Président, pour dire : * Bien écoutez, on a un client qui est prêt à payer puis maintenant, on peut-tu l'intégrer dans les bases tarifaires? +

Et, bien sûr, des projets d'amélioration, donc on peut-tu, pour un investissement donné, améliorer de façon substantielle la qualité de service? Ça, il y a eu un programme AFRT, je ne pense pas qu'on devra, par la suite, remettre un autre programme d'amélioration de la qualité, je pense qu'on a, j'espère qu'on a atteint un niveau de qualité satisfaisant pour la clientèle québécoise.

Mais prenons exemple de la situation du verglas, on va probablement vous revenir, dans quelque temps, dire : * Maintenant, on a trouvé des solutions acceptables, abordables, et on pense que c'est le meilleur scénario pour renforcer... +, mettons dans la région de Québec ou dans la région de la Matapédia, * ... pour faire face à un événement

climatique. + Et on jugera des différentes probabilités et à ce moment-là, on pourra voir qu'est-ce qu'on peut mettre en place pour assurer une meilleure qualité du réseau.

Donc tout ça, ça s'intègre dans la planification à long terme et le résultat actuel, avec les scénarios de départ, comme on vous l'a dit, et la mise en garde qu'on vous a faite, il y a des hypothèses qui sont dans le scénario qui ne sont même plus valables aujourd'hui. Quand on vous a déposé le document, il y avait la volonté de faire Gull, maintenant on nous a dit : * Oubliez ça, on ne fait plus Gull. + Bon, ça va-tu revenir ou pas? Je ne le sais pas.

En mode * planif +, puis quand on, ces documents-là, ce n'est pas des documents d'approbation, ce n'est pas parce que c'est dans la planification que ça va se faire. Sauf qu'il faut avoir, nous autres, en mode planification, il faut toujours être prêts à fournir, à la clientèle, différents scénarios, différentes options. Puis il faut qu'on puisse comprendre aussi est-ce que le, quelles sont les parties du réseau qui sont capables d'en prendre de la croissance de charge, quelles sont les parties du réseau qu'on est capables de raccorder de la production privée ou bien donc de la production qui va venir du producteur Hydro-Québec.

Donc c'est, le mode * planif +, ça donne des idées, ça donne aussi, si on a une partie de notre équipement du parc d'équipements qui vient à terme, ça va-tu donner un coup ou pas sur la base? Si ça donne un coup, on va le voir arriver, puis là, il va falloir regarder qu'est-ce qu'on met en place pour éviter d'avoir une fluctuation sur la base tarifaire.

Donc le processus * planif + en mode pérennité est très important. On ne l'avait pas avant, on n'avait pas ce scénario. Ce qu'on vous a présenté, c'est, ça date depuis à peu près un an, les résultats des graphiques, des échelles, c'est excessivement nouveau de pouvoir avoir les impacts sur une base de dix ans mais qu'est-ce que ça veut dire sur la base tarifaire. C'est un élément important et ça va nous aider, de part et d'autre, à pouvoir l'aplanir et s'assurer qu'on est dans un équilibre.

Maintenant, le processus plus détaillé, je vais laisser la parole à Jean-Pierre.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Merci, Daniel. Oui, Monsieur le Président, Messieurs les commissaires, on va poursuivre ici en expliquant un peu la façon de fonctionnement lorsqu'on planifie le réseau, soit sous forme d'ajouts ou sous forme aussi d'objectifs d'amélioration.

Le point de départ, c'est évidemment la capacité actuelle du réseau. On a un réseau entre les mains, dont plusieurs équipements le composent et qui a des capacités à divers endroits. C'est notre point de départ. On peut recevoir soit des demandes du distributeur pour alimenter l'accroissement de la charge locale ou aussi des demandes d'études d'impacts, demandes d'études d'impacts qui sont régies par leur contrat de service de transport.

Un autre encadrement que l'on suit ici, c'est tout l'aspect des critères de conception, on l'a vu dans les diverses présentations précédentes, autant de monsieur Régis que de monsieur Vaillant, que c'est un prérequis à la qualité de service, le respect de ces critères-là conceptuels. Et on regarde aussi le potentiel d'objectifs d'amélioration, le verglas est un bon exemple, éventuellement, on va proposer certains correctifs à apporter au réseau.

Ça fait que ça ici, ce sont les divers éléments que l'on reçoit et lorsqu'on a, par exemple, ici une nouvelle demande, soit une demande d'étude d'impacts ou regarder une nouvelle centrale, soit une demande de distributeur pour répondre à l'accroissement de la charge locale, à la fois à la charge locale et à la fois aussi au moyen d'offres qui seront mises de l'avant pour alimenter cette demande-là, on fait un

exercice de conception intégrée du réseau.

Ça ici, c'est assez important, un réseau, ça a une composante un peu magique, c'est qu'il faut regarder un ajout dans son ensemble pour vraiment pouvoir percevoir son comportement et pour percevoir aussi est-ce qu'il y a un besoin d'ajout d'équipements à ce réseau-là. Ce n'est pas nécessairement acquis que pour rencontrer une nouvelle demande, on aura nécessairement un besoin d'ajouts.

Évidemment, si c'est une nouvelle centrale, il va falloir la raccorder localement. Mais sur le réseau dans son ensemble, ce n'est pas nécessairement acquis qu'on ait besoin de projets majeurs pour raccorder des nouvelles centrales, ça va dépendre du comportement au moment où est-ce qu'on va le regarder.

Si des ajouts ont été identifiés, des besoins d'ajouts ont été identifiés sur le réseau, évidemment, il faut procéder ensuite à la définition de ces projets-là, établir les caractéristiques, les réaliser et arriver à une nouvelle capacité du réseau.

Ici, je ne veux pas donner un cours d'électricité, c'est relativement complexe, mais je veux quand même présenter des grands phénomènes électriques qui

affectent la conception du réseau. Puis je vais tenter de simplifier ça le plus possible pour pouvoir en mesurer la teneur.

Un des phénomènes, c'est la capacité thermique. On a mentionné qu'il y avait des pertes sur le réseau, et *cetera*, l'effet joules, il y a toutes sortes de pertes. Ces pertes-là vont échauffer les équipements. C'est exactement la même chose qu'on va retrouver, c'est le même phénomène qu'on va retrouver dans nos demeures, si on branche, par exemple, une ampoule de soixante watts (60 W) chez nous, sur un fil, on n'aura pas beaucoup d'échauffement sur le conducteur. Par contre, lorsqu'on branche une bouilloire, qui a une capacité beaucoup plus grande, mille cinq cents watts (1500 W) par exemple, on sait que le fil chauffe. Ça fait que c'est un exemple de capacité thermique.

Ce phénomène-là, il est similaire sur nos lignes. Nos lignes aussi sont susceptibles de s'échauffer et on ne veut pas que les conducteurs ne respectent plus les dégagements, il y a une question de sécurité du public puis il y a une question aussi de nos équipements, on ne veut pas perdre de conducteurs, tout simplement. Ça fait qu'on respecte toutes les capacités thermiques des équipements. C'est valide aussi pour les équipements de poste.

(10 h 45)

Au chapitre, il y a tout le chapitre de maintien de la tension et de la fréquence du réseau... de l'onde. Ce que l'on voit dans les prises électriques, essentiellement, c'est une tension et une fréquence. On parle de soixante (60) hertz et on parle du cent vingt (120) volts ici dans nos prises. Sur le réseau, c'est essentiellement la même chose mais à une échelle un peu plus grande. Ça fait qu'on a des kilovolts et on a, par contre, la même fréquence. La fréquence, c'est la même pour tout le monde.

Ça fait qu'ici, on s'assure lorsqu'on fait un exercice intégré de conception de réseau que, lorsqu'on va avoir nos contingences et aussi en période pré-contingence, on ait un maintien de ces... à la fois de la tension et de la fréquence. Au niveau de la stabilité angulaire et de tension, ça, c'est vraiment, vous ne trouverez pas d'exemples dans une maison, vous n'en trouverez pas. Ça, c'est... On trouve souvent dans la littérature aussi la stabilité transitoire.

On a parlé que toutes nos centrales ici sont en synchronisme. En synchronisme, c'est qu'elles sont toutes à soixante (60) hertz sur notre réseau ici, Hydro-Québec. Et ces centrales-là doivent demeurer synchrones. Un phénomène de, c'est la qualité de la

stabilité. Si jamais on avait un phénomène d'instabilité, si les centrales, suite à un événement, accélèrent et cherchent à se désynchroniser, le phénomène qui s'en suit est toujours dramatique. On rajoute à ce moment-là des pannes sur la fameuse charte des pannes qu'on a vue de soixante-neuf (69) jusqu'à deux mille un (2001). Les conséquences sont généralement très grandes. C'est des pannes majeures ou des pannes totales.

Ça fait que la stabilité d'un réseau, c'est un phénomène avec lequel il faut, c'est un phénomène de grand respect, parce que si on ne respecte pas ça, les conséquences vont être très grandes. Stabilité de tension, c'est essentiellement la même chose. Si on n'a pas les ressources suffisantes dans nos postes pour pouvoir contrôler la tension, on peut avoir suite à certains événements des phénomènes d'avalanches de tension, d'effondrements de tension qui conduiraient aussi à une perte de grande ampleur, une grande perte qui peut aller jusqu'à la panne générale.

Finalement, ici, capacité de court-circuit. Là, je peux vous ramener aussi dans des exemples qu'on peut facilement percevoir chez nous dans nos maisons. On veut que les appareils aient assez suffisamment... les caractéristiques soient suffisantes pour résister

aux différents courts-circuits qui peuvent arriver sur le réseau. On veut que nos appareils résistent. C'est la même chose chez nous si on avait un court-circuit dans un appareil, notre disjoncteur dans le panneau va ouvrir et on ne voudrait pas qu'il explose, c'est exactement la même chose sur notre réseau, c'est un phénomène majeur de sécurité. Ça fait que ce sont ici les quatre grands phénomènes électriques que l'on regarde lorsque l'on conçoit un réseau.

Il y a aussi des grands paramètres de conception. C'est lorsqu'on parle de concevoir un réseau de transport, essentiellement, on parle de puissance, on parle de conception puis transporter de la puissance. Notre réseau, par exemple, qui peut rencontrer une puissance de pointe de trente-cinq mille mégawatts (35 000 MW) à un instant donné. Ça va être des situations qui vont devenir des paramètres fondamentaux pour la conception du réseau.

On regarde aussi une grande variété de conditions. Évidemment, on veut respecter toutes les exigences pas seulement à un moment dans l'année, à tous les moments dans l'année. Puis il appert que dans les conditions de pointe, c'est là que le comportement du réseau est le plus critique et c'est déterminant sur toute la conception du réseau. Et la fiabilité adéquate, bien, elle est garantie par l'application

des critères.

J'ai mis en annexe ici l'introduction du chapitre sur * Adequacy and Security +, c'est les capacités et sécurité des * NERC Planning Standards +. Ça fait que c'est en annexe à la présentation. * NERC Planning Standards +, c'est le document d'encadrement de tout, et le Canada et les États-Unis auquel adhère évidemment le NPCC qui fait partie du NERC et, nous, qui faisons partie du NPCC.

On reprend aussi essentiellement les grands éléments dans le, notre contrat de service de transport à l'appendice D sur la méthodologie d'études d'impact. En pratique, comment ça peut se traduire ces capacités de réseau-là qu'on détermine les capacités en mégawatt qu'on détermine sur un réseau. Je ne vous expliquerai pas ça. Ça, c'est une autre vision du réseau, on a toute la Baie-James ici, toute La Grande, on a tout le réseau ici Manic, Churchill, et on a tous les centres récepteurs qui sont ici.

En pratique, ça va se traduire par des limites à certaines interfaces du réseau, des limites exprimées en mégawatt à certaines interfaces du réseau. Et ces limites-là sont fonction évidemment des phénomènes qu'on a décrits tantôt et de l'application des critères de conception.

Ici, on va peut-être procéder à quelque chose d'un peu plus pointu. On a reçu un mémoire dans lequel il y avait un rapport d'expertise qui, disons, faisait état d'une problématique conceptuelle de réseau assez non traditionnelle. Ça fait que je pense que c'est bon de faire le point ici sur comment on fait un réseau et c'est pour ça qu'on va se référer directement dans le reste de la présentation à certains points précis qui font partie du rapport d'expertise de monsieur Co Pham.

Disons que la position de l'auteur sur la partie conceptuelle de réseau, c'est que les centres éloignés de production du nord-est et du nord-ouest québécois produisent essentiellement de l'énergie. Je ne pense pas qu'on ait de quoi contre le fait que les centres de production produisent de l'énergie. On est bien d'accord avec ça. Où que ça commence à être un peu plus inquiétant, c'est lorsqu'on parle que le réseau de transport intégrant ces centres éloignés de production a été conçu sur la base de l'énergie produite.

Ça fait que, ça, essentiellement, c'est développé dans son mémoire à plusieurs éléments. Ça fait qu'on va voir un peu plus loin des éléments du mémoire qui faisait état de ça. La position d'Hydro-Québec...

Me CLAUDE TARDIF :

Je m'excuse, Monsieur le Président. Claude Tardif, ARC-FACEF-CERQ. Je m'excuse, Monsieur, d'intervenir dans votre présentation. Il m'apparaît hier qu'on a fait grand état d'une problématique à savoir que les documents qui étaient produits à la Régie n'étaient pas produits tant et aussi longtemps qu'ils n'étaient pas produits par la personne dont il était l'auteur. Et il m'apparaît un peu particulier qu'on commente un rapport d'expertise qui n'est toujours pas produit officiellement devant la Régie dans le cadre de la preuve d'Hydro-Québec.

On est ici pour entendre la preuve d'Hydro-Québec et non pas les commentaires de la preuve éventuelle du ARC-FACEF-CERQ. Ça m'apparaît un processus inapproprié. Je le soumetts respectueusement à la Régie. Et je demande que toute cette partie-là de la présentation soit retirée et on procédera soit en réplique, soit par le biais d'un contre-interrogatoire de notre expert en temps opportun. Et ça m'apparaît les règles du jeu, procéder autrement m'apparaît assez inopportun.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, c'est plutôt de la nature d'une contre-preuve ça.

Me F. JEAN MOREL :

Si vous me le dites maintenant, oui, c'est de la nature d'une contre-preuve, c'est que vous avez effectivement conclu que le rapport, tel que déposé en ce moment auprès de la Régie et dont toutes les parties ont pu prendre connaissance, que toutes les parties ou dont certaines parties vont peut-être se servir dans leur contre-interrogatoire d'autres experts, comme on a fait référence au mémoire d'experts du RNCREQ lors d'un contre-interrogatoire d'un de mes témoins, c'était avant qu'on ait eu effectivement notre discussion sur les distinctions qu'il faut faire entre le dépôt et la production.

Si vous maintenez que tout ce qui est déposé et tout ce dont on a pris connaissance, on ne peut s'en servir pour l'instant parce que ce n'est pas réellement produit, ça sera présenté en contre-preuve. Et je comprends à ce moment-là qu'on ne me dira pas, bien, ce n'est pas quelque chose de nouveau que vous avez entendu lors du témoignage de monsieur Co Pham parce que vous l'aviez, c'était en votre possession depuis plusieurs mois, donc vous n'avez pas le droit de présenter de contre-preuve.

Vous comprenez un peu mon dilemme en ce sens qu'il s'agit de s'entendre sur la façon qu'on qualifie ce qui est déjà au dossier et également parce que, dans

le fond, nous, on n'a pas d'objection à le faire en contre-preuve ou à le faire maintenant. C'est déposé. C'est écrit. C'est lu. D'après moi, c'était ouvert à commentaires. Et ça fait partie, je pense, peut-être d'une façon la plus efficace d'administrer la preuve sinon je réserve tous mes droits de revenir en contre-preuve.

LE PRÉSIDENT :

Je comprends votre position mais, par contre... Vous, de votre côté, Maître Tardif, vous voulez donner toute la chance à votre expert de faire sa présentation d'une façon complète et avant d'avoir la critique du demandeur, là, ou de la demanderesse.

Me CLAUDE TARDIF :

Il m'apparaît que la simple logique, le bon sens a été établi, je n'ai pas commencé à critiquer les témoins de RNCREQ avant de les avoir entendus ou qui que ce soit d'autres. Je prends l'exemple du RNCREQ. La dynamique, on est dans le cadre de la preuve d'Hydro-Québec. Quand on sera dans le cadre de notre preuve, maître Morel aura droit le loisir comme, nous, on a le loisir de contre-interroger leurs témoins.

Et si il sent le besoin, parce que l'objet du contre-interrogatoire qu'il aura fait et qui aura permis à notre expert de se voir donner des réponses et ce

pourquoi que lui son opinion est émise, qu'il aura l'objet d'un contre-interrogatoire, et s'il sent le besoin de faire une contre-preuve par la suite, je pense que ça respecte les règles du jeu. Mais procéder autrement fait en sorte, Monsieur le Président, de ne pas rendre justice à notre expert, de rendre justice aux clients que je représente puisqu'on vient changer le cours des événements.

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant, je vais... Alors, il m'apparaît plus conforme à l'ordre des choses que les intervenants aient la possibilité pleine et entière de faire leur preuve avant qu'on aborde la critique de leur position qui se fait normalement dans la contre-preuve. Alors, j'apprécierais si vous pouviez donner des instructions à vos témoins à l'effet de ne pas aborder immédiatement la position des intervenants, même si je comprends que vous avez déjà en votre possession les documents comme, nous, on les a. Mais devant les tribunaux supérieurs, tout le monde connaît la position de l'expert de l'autre côté puis on attend chacun notre tour. Alors, je pense qu'il serait opportun de faire une pause et...

Me F. JEAN MOREL :

Il faudrait donc, je pense, que l'on cesse donc la présentation de cette preuve. Et j'aimerais aussi

rapatrier la version écrite.

Me GUY SARAULT :

J'aurais une observation, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Sarault, sur le point.

Me GUY SARAULT :

Sur ce point-là. Écoutez, c'est le privilège de mon confrère ici de s'objecter à ce genre de chose-là. Pour ma part, je tiens à informer la Régie que, pour le bénéfice de la Coalition industrielle, nous renonçons d'avance à invoquer cette objection-là au motif que, pour nous, de connaître d'avance ce qu'Hydro-Québec pense de notre preuve avant même que mon expert soit entendu, je considère ça comme un avantage. Alors, moi, ça fait mon affaire. Alors, je vous dis tout de suite que je renonce à cette objection-là pour la Coalition industrielle.

LE PRÉSIDENT :

C'est ça. Ça fait votre affaire de procéder de cette façon-là. Par contre, les autres peuvent avoir des positions divergentes. Et je pense qu'il y a lieu d'accepter la position de maître Tardif tout en permettant aux autres parties d'y renoncer s'ils veulent. Sauf qu'il faudrait qu'Hydro-Québec sache

sur quel pied danser parce que...

Me GUY SARAULT :

Là, vous le savez pour nous autres.

LE PRÉSIDENT :

Pour vous autres, on le sait.

Me F. JEAN MOREL :

Et également, Monsieur le Président, c'est une triste réalité, il faudra, je pense, peut-être se concerter avec madame la secrétaire ou faire des représentations à l'effet que, oui, la contre-preuve d'Hydro-Québec, à ce moment-là, si on ne peut pas en fait, si les témoins ne peuvent pas en fait réagir aux autres milliers de pages qui ont déjà été produites dans un premier temps, il faudra nécessairement y réagir dans un deuxième temps puisque c'est comme chasse gardée jusqu'à ce soit adopté.

LE PRÉSIDENT :

J'avais compris que vous aviez toute la possibilité de faire une contre-preuve.

Me F. JEAN MOREL :

Oui. Oui, mais en fait, moi, pas nécessairement dans un temps. La contre-preuve dans notre compréhension avant, c'était en fait de la preuve nouvelle qui

était déposée au dossier au moment de l'interrogatoire et du contre-interrogatoire du témoin et non de la considération de la preuve déposée il y a plusieurs mois. Maintenant, vous me dites que ma contre-preuve, que, moi, je devrai ou que mes témoins devront réagir à la preuve qui a été déposée il y a plusieurs mois, y incluse celle écrite par contre-preuve, et c'est ce que nous ferons.

(11 h)

Me HÉLÈNE SICARD :

Quoique si mon confrère voulait le faire, je comprends la position de maître Tardif en droit, il n'y a pas de problème, mais, nous, on est prêt à y renoncer, on voit ça comme un avantage dans le processus actuel de savoir d'avance ce que Hydro penserait de la preuve du RN; le seul bémol qu'on y mettrait, c'est qu'Hydro-Québec nous avise d'avance de façon à ce que nos experts soient présents au moment où les commentaires sur notre preuve seront présentés de façon à ce qu'on puisse... qu'ils puissent réagir tout de suite...

LE PRÉSIDENT :

Moi, ce que je vous propose...

Me HÉLÈNE SICARD :

... et qu'on puisse après ça réagir en contre-interrogatoire.

LE PRÉSIDENT :

... tout le monde, c'est de vous parler dans les quinze (15) minutes qui vont venir, puis nous donner une position. Tout ce que je veux dire, Maître Morel, je comprends votre position, je comprends celle de maître Tardif, celle qui respecte le droit est plus basée sur la position de maître Tardif, mais on voit que d'autres intervenants aimeraient mieux connaître la position d'Hydro-Québec. Il y a peut-être un compromis à faire entre les deux positions.

Me F. JEAN MOREL :

Entre-temps, Monsieur le Président, je vais réitérer ma demande, là, que vous ordonniez aux gens de rapporter la preuve écrite d'Hydro-Québec qui n'a pas été présentée en temps opportun.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président...

LE PRÉSIDENT :

Je l'ordonne.

Me F. JEAN MOREL :

Il n'y a pas de problème avec ça, là.

Me CLAUDE TARDIF :

Est-ce que je peux apporter un commentaire?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

Il est évident, puis, bon, ma cliente est venue me voir, il est évident que si, dans un processus où on sait d'avance ce qu'on va venir dire sur la preuve de notre expert et que dans un processus où on peut nous permettre de un, vérifier avec notre expert toute cette situation-là...

LE PRÉSIDENT :

Comme c'est de la procédure, dans le fond.

Me CLAUDE TARDIF :

... dans un temps normal, moi, personne ne m'a averti qu'on allait faire cette contre-preuve-là ou en preuve principale.

Ce à quoi je m'objecte, c'est au processus, beaucoup plus que : est-ce que c'est un avantage pour certains de l'avoir avant ou de ne pas l'avoir avant, encore faut-il le savoir, parce que l'avoir avant, moi je l'ai eu, excusez, je l'ai eu à onze heures moins quart (10 45), peut-être à dix heures et demie (10 h 30), mon expert, vous comprendrez l'avantage que je l'ai, c'est que C puis je vais vous le remettre, ça fait que je ne l'aurai pas eu très

longtemps, je n'ai pas eu le temps de la lire au complet.

Mais, en bout de ligne, si après discussion avec mes clients, on peut trouver une façon de fonctionner, parce qu'on est les premiers aussi, qui contre-interrogent...

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais...

Me CLAUDE TARDIF :

... il y a toute cette dynamique-là dans ce que... on n'a pas grand temps à se revirer, se retourner de bord avec toute cette situation-là.

LE PRÉSIDENT :

Comme c'est de la procédure, dans le fond...

Me CLAUDE TARDIF :

Exact.

LE PRÉSIDENT :

... et qu'il y a lieu...

Me CLAUDE TARDIF :

En autant que nos droits sont protégés.

LE PRÉSIDENT :

... il y a lieu de privilégier aussi l'efficacité, je vous invite à vous parler et puis si vous arrivez à un autre compromis, bien vous nous en ferez part au retour de la pause, alors jusqu'à onze heures et vingt (11 h 20). Merci.

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE DE L'AUDIENCE

Me F. JEAN MOREL :

Bonjour, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour, Maître Morel.

Me F. JEAN MOREL :

J'ai peu de chose à vous dire, j'ai parlé à mon confrère, maître Tardif au tout début de la pause, il a indiqué entre autres qu'il aurait évidemment préféré que son expert soit présent; à toutes fins pratiques, tout ce que j'ai à dire là-dessus C puis j'aimerais qu'il soit ici, mais je le répéterai C c'est qu'indépendamment de qu'est-ce qui apparaissait sur une, ou deux, ou trois acétates, possiblement ou préférablement son expert aurait dû être ici, mais il n'est pas ici à cause du sujet qu'on traite, pas à

cause des titres des acétates, ça n'a pas été le cas, il aurait préféré être prévenu d'avance, ne serait-ce que pour ça, et ensuite il s'est retiré avec ses clients.

Alors, je ne sais pas quelle est sa position, la mienne, ou la nôtre, je vous l'ai exprimée avant la pause; maintenant qu'on s'est entendu sur une, je pense une définition de ce que devrait être la contre-preuve.

LE PRÉSIDENT :

Bien, essentiellement, Maître Morel, la contre-preuve c'est de faire une preuve qui va à l'encontre de la défense, là, ou de la preuve faite par les intervenants et elle ne peut pas recommencer à répéter ce qui a été dit en preuve en chef...

Me F. JEAN MOREL :

Non, je suis...

LE PRÉSIDENT :

... elle est limitée...

Me F. JEAN MOREL :

Je suis d'accord, oui, mais on m'empêche dans la preuve en chef de répondre à la preuve écrite, non adoptée, des intervenants. Donc, moi, la seule façon

que je pourrai, que mes clients pourront réagir, répondre, commenter la preuve écrite qui est déjà au dossier, mais qui n'est pas adoptée par les témoins, ce ne sera qu'en contre-preuve, c'est ce que j'ai compris et donc, ça change complètement notre ancienne compréhension de contre-preuve, que ce n'était que l'opportunité de répondre aux besoins à la... à des nouveaux éléments de preuve qui vont, qui allaient au-delà de la preuve écrite déjà connue et qui ne sont... et qui n'apparaissaient que lors de la prestation verbale du témoin. Alors, avec cette modification-là, je n'ai pas de problème.

LE PRÉSIDENT :

Écoutez...

Me F. JEAN MOREL :

Je n'ai pas de problème.

LE PRÉSIDENT :

Je comprends votre point, là, parce que pour moi, c'est nouveau, personnellement là, mais je suis prêt à faire des adaptations pour les fins de la Régie, là, mais...

Me F. JEAN MOREL :

Bien...

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant...

Me F. JEAN MOREL :

Moi aussi, mais en ce moment, là, je pense que la façon que je vois, la seule alternative qui nous reste pour procéder, c'est de le faire en contre-preuve.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, j'ai compris que la majorité de mes collègues intervenants favoriseraient d'avoir la position d'Hydro-Québec à l'encontre de leur expertise et tout ça. Dans ce souci-là, je suis prêt à collaborer dans ce sens-là si ça fait l'affaire de tout le monde, sauf ce que je... ce à quoi que j'en ai un petit peu dans mon cas, c'est que nous, c'est un peu nouveau cette façon de faire là, je ne l'avais jamais vu à venir à date à la Régie, et j'aurais apprécié qu'Hydro-Québec me prenne plus par courtoisie, si ce n'est pas une règle écrite de justice ou de procédure, de nous dire : vous savez, Maître Tardif, demain on va faire un peu une étape, on va discuter de votre preuve demain, clairement, ou de nous dire : assurez-vous que votre expert soit là, etc.

Bon. Vous savez, on a tous le même souci de limiter

les coûts, on a préparé les questions avec notre expert avec la preuve écrite, telle qu'Hydro nous l'avait soumise, on ne l'avait pas ce document-là avant ce matin.

Bon, dans ce contexte-là, Monsieur le Président, j'aimerais, moi, au nom de l'organisme et des organismes que je représente, que si c'est la nouvelle façon de procéder, qu'on établisse une règle un peu, au moins que le groupe qui est concerné et où il y aura des discussions sur les rapports de leur expert, qu'Hydro-Québec leur annonce. Ce serait de bon aloi qu'on procède de cette façon-là, de façon à ce qu'on sache où on s'en va et de façon à ce qu'on soit prêt à réagir dans un sens ou dans un autre.

Dans le contexte, bon, malgré qu'on nous a retiré certaines copies, j'ai eu le temps de lire certains ... et je n'ai pas, au niveau de savoir est-ce qu'on va procéder, je suis prêt à renoncer, qu'on la présente immédiatement si ça peut faire l'affaire de toute le monde, si ça peut accélérer le débat pour qu'on n'arrive pas en contre-preuve, et si on peut aller - déjà que c'est un débat qui est très long - avec quelque chose qui va l'accélérer, on va se rallier à cette façon de faire, mais on dénonce à l'autre partie qu'on aurait aimé le savoir avant.

LE PRÉSIDENT :

Alors, si vous renoncez à votre objection et qu'on a déjà une façon de procéder qui avait été avancée par Hydro-Québec, on va continuer avec la façon qu'Hydro-Québec avait faite et...

Me F. JEAN MOREL :

Il ne s'agit pas d'une nouvelle façon de faire, ce qui est nouveau, c'est peut-être que par courtoisie, on a identifié le nom du témoin Co Pham. Mais comme je vous dis, Monsieur le Président, lorsque les preuves écrites sont au dossier depuis des mois, lorsque les parties savent très bien quel va être le sujet de débats dans la journée, que c'est la planification d'un réseau de transport, il est sûr qu'on va traiter des sujets...

LE PRÉSIDENT :

Mais, Maître Morel...

Me F. JEAN MOREL :

... à la lumière de la preuve qui est déjà, qui a déjà été déposée, à la preuve écrite qui a déjà été déposée, ce n'est pas nouveau. Ça, je m'excuse.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel...

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PANEL 3 - THÈME 2
HYDRO-QUÉBEC
Int. Me F. Jean Morel

Me F. JEAN MOREL :

Oui?

LE PRÉSIDENT :

... il renonce à son objection! Il vous donne raison.

Me F. JEAN MOREL :

Ce n'est pas une raison pour dire des faussetés!

LE PRÉSIDENT :

Dans une certaine mesure.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, je ne lui donne pas raison et
je pense que ce qu'on avait soulevé comme point...

LE PRÉSIDENT :

O.K.

Me CLAUDE TARDIF :

... est un point... Non, mais c'est important parce
qu'on collabore dans une façon que ça procède ronde-
ment.

LE PRÉSIDENT :

Et on apprécie.

Me F. JEAN MOREL :

C'est ça qu'est l'objectif.

LE PRÉSIDENT :

Maître Tardif, on apprécie, hier vous étiez le seul prêt, on l'a apprécié, là on apprécie que vous renonciez dans un but d'efficacité...

Me CLAUDE TARDIF :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

... et je pense que ça va être à l'avantage de tout le monde de procéder de cette façon-là. Cependant, j'aurais aimé réserver du temps à un moment donné, aujourd'hui, je ne sais pas combien de temps il reste, mais pour parler de votre position, vous avez consulté votre client sur le document, là, qui demande divulgation, le plan d'affaires d'Hydro-Québec.

Me CLAUDE TARDIF :

Sur ce point-là, Monsieur le Président, à savoir que l'information qui semble se trouver dans ce document-là, si je comprends bien la décision de la Régie, c'est qu'elle n'est pas utile au dossier et on ne se prononce pas sur la question : est-ce que ce genre d'information-là est confidentiel ou pas et dans ce

contexte-là, on la considère pas utile pour le regroupement que je représente.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci beaucoup, vous être très collaborant. Il restait juste maître Neuman que je ne vois pas.

M. FONTAINE :

Il n'y a pas de commentaire.

LE PRÉSIDENT :

Bien, c'est-à-dire qu'il y a un commentaire que je voudrais avoir, moi, c'est : est-ce qu'il renonce ou pas? Parce que s'il renonce, on ne rendra pas de décision et on va juste confirmer la confidentialité permanente, sauf que je voudrais juste, s'il maintient sa position, on va rendre une décision. Alors, vous allez le prévenir, Monsieur Fontaine.

Ça fait qu'on va continuer, Maître Morel.

(11 h 30)

Me GUY SARAULT :

Est-ce qu'on peut avoir nos pages?

Me F. JEAN MOREL :

On a un petit problème de distribution de pages, mais on va essayer.

Me HÉLÈNE SICARD :

Sur deux petits points, un, j'aimerais que la Régie confirme que dans un souci d'efficacité, inviter Hydro à nous aviser, si on parle de nos preuves, au moins une journée d'avance, que nos experts soient là, si c'est possible.

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant. Hydro représentée par maître Morel...

Me F. JEAN MOREL :

Hydro a eu une * mozusse + de leçon de ne pas écrire les noms. On traite de sujets, on traite de sujets techniques, on traite de sujets à l'égard desquels les parties ont des positions qu'elles ont exprimées, qu'elles ont mises par écrit, qu'elles ont consignées au dossier. C'est sûr qu'on va en parler!

LE PRÉSIDENT :

Alors, vous avisez tout le monde présent ici...

Me F. JEAN MOREL :

Sinon vous...

LE PRÉSIDENT :

... que vous allez...

Me F. JEAN MOREL :

Continuer!

LE PRÉSIDENT :

... prendre une position vis-à-vis les expertises, de telle sorte que soyez, considérez-vous tous comme avisés.

Me F. JEAN MOREL :

Même si le nom n'apparaît pas. N'apparaît plus.

Me GUY SARAULT :

On en prend acte.

LE PRÉSIDENT :

Maître Sicard, est-ce que le...

Me HÉLÈNE SICARD :

Ça ne nous aidera pas nécessairement à avoir nos experts pertinents sur place, enfin!

La deuxième chose, c'est, vous avez, vous venez de nous dire, confirmé la confidentialité du document. Ce qu'on vous demanderait de confirmer c'est la...

LE PRÉSIDENT :

Ce que j'ai dit...

Me HÉLÈNE SICARD :

... c'est la non-pertinence et non pas la confidentialité parce qu'on a renoncé à ce document-là, parce qu'on a bien vu qu'il ne nous était pas utile. Autrement, on aurait peut-être continué, on renonce au stade de savoir : est-ce qu'il nous est utile.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je n'ai pas rendu de décision, là.

Me HÉLÈNE SICARD :

Non, mais c'est parce que j'ai entendu les mots * confidentialité +, alors c'était peut-être...

LE PRÉSIDENT :

J'ai compris.

Me HÉLÈNE SICARD :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Morel, pouvez-vous faire votre distribution?

Me JACINTE LAFONTAINE :

On les a jetés pendant la pause.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PANEL 3 - THÈME 2
HYDRO-QUÉBEC
Int. Me F. Jean Morel

LE PRÉSIDENT :

Bon, alors...

Me F. JEAN MOREL :

Non, en fait il y en a sûrement qui...

LE PRÉSIDENT :

Bien, c'est-à-dire que moi, là, il n'y a personne qui est venu jouer dans mes documents. On pourrait en faire faire des copies tout de suite, il y en a deux pages.

Me F. JEAN MOREL :

En toute... Non, il y en a plus que ça. En toute déférence, Monsieur le Président, on n'est pas allé chercher les vôtres.

LE PRÉSIDENT :

J'apprécie.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

C'est nécessaire d'en faire des copies, de cette page-là, là. Avez-vous tout récupéré?

Me JACINTE LAFONTAINE :

On a gardé 18 jusqu'à la fin. À 27.

LE PRÉSIDENT :

Bon, en tout cas, je pense que vous êtes capable de continuer votre preuve, Maître Morel, même si...

Me F. JEAN MOREL :

Oui, oui, sûrement, c'est pas... c'est un instrument, là, pour aider ceux qui sont peut-être loin de l'écran, alors malheureusement, là, pour la fin de la présentation, peut-être qu'il faudrait soit se rapprocher de l'écran ou écouter, écouter plus, on s'arrangera pour avoir suffisamment de copies des pages 18 et suivantes, pour insérer, là, compléter la pièce HQT-3, document 1.1, telle qu'elle a été initialement déposée et...

LE PRÉSIDENT :

Alors, je comprends, Maître Morel, avec le consentement de tout le monde, que finalement, votre contre-preuve sera limitée à s'il y a de nouveaux documents ou s'il y a une nouvelle preuve après avoir entendu tout le monde?

Me F. JEAN MOREL :

Effectivement, c'était notre compréhension initiale et celle qui nous apparaissait pour le déroulement plus efficace des audiences de procéder ainsi.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. J'ai compris que je pouvais poursuivre?

LE PRÉSIDENT :

26 Q. Juste un instant, vous êtes trop vite!

R. Pardon?

Me CLAUDE TARDIF :

J'apprécierais en avoir une copie, parce qu'il y en a qui l'ont gardé, mais moi je l'ai remis à... si c'était possible d'en avoir une copie?

LE PRÉSIDENT :

27 Q. Alors, Monsieur Gingras, vous aviez bien compris, c'est à votre tour.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Merci, Monsieur le Président. Donc, au bénéfice du débat, je vais tenter de ne pas mentionner le nom de l'auteur, on va discuter seulement que des différentes positions.

Position de l'auteur, un rappel de la page 17, c'est que les :

*Les centres éloignés de production du
Nord-Est et du Nord-Ouest québécois...*

Essentiellement, le Nord-Est c'est le complexe Manic-Outardes et la centrale de Churchill Falls et le Nord-Ouest québécois, on parle de tous les développements qu'il y a eus sur la rivière La Grande, La Grande phase I et La Grande phase II.

*... produisent essentiellement de
l'énergie.*

Et que :

*Le réseau de transport intégrant ces
centres éloignés de production...*

On le reconnaît, c'est à mille kilomètres (1000 km) de distance, là, de Montréal.

*... a été conçu sur la base de
l'énergie produite.*

Là, on a beaucoup plus de difficulté, disons que c'est relativement nouveau comme concept, je n'ai jamais vu ce concept-là, moi, en près de vingt-neuf (29) ans de carrière.

Ça fait que la position qu'on a nous autres, devant cet élément-là, c'est qu'un réseau, ce n'est pas conçu selon un concept d'énergie produite.

Effectivement, on transporte de l'énergie, ça fait que toutes les contraintes liées à la conception du réseau sont toutes sur une base de puissance et c'est la puissance qui sert à la conception et à l'exploitation d'un réseau.

Je vous ai montré tantôt les différentes limites, c'est des limites en puissance, c'est ces limites-là qu'on... que nous on calcule et qu'on envoie au centre de conduite du réseau pour faire la gestion sécuritaire du réseau.

La puissance et la localisation des centres, ça sert à l'étude du réseau intégré, ce n'est pas tout de savoir qu'il y a une certaine quantité de puissance intégrée, il faut savoir aussi où elle est, donc c'est fondamental dans la conception d'un réseau, afin d'identifier si des ajouts seraient requis.

Et, dans notre réseau ici, qui a une pointe hivernale marquée, c'est au moment de cette pointe-là que le réseau, dans son ensemble, est le plus sollicité, puis il est conçu pour faire face aussi à cette demande de pointe.

Ici, il y a un certain élément, on trouvait, qu'on retraçait d'un mémoire, c'est que ces centrales-là du Nord-Ouest et du Nord-Est québécois, une des premières caractéristiques qui avait été sortie, c'est que c'étaient des centrales à vocation de transport d'énergie. On disait :

Ces complexes hydroélectriques sont d'abord et avant tout des sources d'énergie. Ce terme signifie essentiellement de l'électricité avec un profil plus ou moins constant, l'hiver comme l'été...

Hiver comme été.

... jours ouvrables comme jours de fin de semaine.

La position d'Hydro-Québec, face à ça, c'est qu'il n'y a aucune spécificité des centres de production comme centres essentiellement producteurs d'énergie et que la puissance, elle varie constamment, elle est en relation aussi avec les besoins à combler.

Ici, on a répertorié, pour les grands centres de production qu'on a dans la province aussi, le Nord-Ouest ici, toutes les centrales de la rivière La

Grande, le Nord-Est, complexe Manicouagan-Outardes-Churchill Falls; les grands centres récepteurs, grands centres récepteurs, c'est la somme de toutes, toutes, toutes les productions de toutes les centrales qu'on a dans... de l'Outaouais, là, jusqu'à Québec. Ça inclut, par exemple, Beauharnois, ça va inclure l'Outaouais, ça va inclure le Saint-Maurice, ça va inclure aussi Gentilly, nos centrales de pointe qui sont installées dans les centres récepteurs.

Évidemment, on a le complexe Bersimis, là, qui avait été construit dans les années cinquante (50), qui est quand même de taille inférieure, là, à ces trois grands ensembles-là ici de production et de la production locale en Abitibi.

Ce qu'on peut remarquer, ici, c'est assez intéressant, on a les puissances maximales ici toutes regroupées, toutes sommées, on a un peu plus de quinze mille mégawatts (15 000 MW) au Nord-Ouest, douze mille cinq cents mégawatts (12 500 MW) à peu près au Nord-Est et six mille deux cent quarante-cinq mégawatts (6245 MW) dans les centres récepteurs.

Ce qu'on observe aussi, lorsqu'on parle de... ça, c'est au niveau de la puissance, c'est l'élément qu'on se sert pour concevoir le réseau; au niveau de l'énergie, il y a de l'énergie produite aussi,

l'énergie on peut la percevoir ici par ce qu'on appelle le facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation, ce que c'est, finalement, ça traduit l'énergie qui va sortir d'un complexe de production comme ça, comparé à l'énergie qu'elle pourrait sortir si toute la puissance était utilisée à cent pour cent (100 %) de sa capacité tout le temps.

Ça fait qu'on observe des facteurs d'utilisation ici de cinquante-quatre pour cent (54 %) au niveau du Nord-Ouest, cinquante-quatre virgule six (54,6); cinquante-sept virgule un pour cent (57,1 %) au Nord-Est et, dans les centres récepteurs, la somme de toutes les productions et de toute l'énergie nous donne un facteur d'utilisation de cinquante-neuf virgule un pour cent (59,1 %).

Ça fait que ça, c'est au niveau global, sommation, puissance et énergie.

Ici, on a une courbe assez intéressante, ça représente les besoins québécois pour mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999) et deux mille (2000). On a deux ans ici d'historique de besoins, il y a deux courbes là-dessus, une courbe en rouge, qui est la courbe supérieure, ce sont les maximums de la journée

et la courbe en bleu, la courbe inférieure, ce sont les minimums.

Ça, ça veut dire tout simplement, ça nous donne une image des besoins québécois pour les deux dernières années, qui, ça ici c'est au début de l'année, là, c'est au moment de la pointe ici, et lorsqu'on va vers les périodes d'été, on s'en va vers des périodes plus creuses et on reprend le cycle à l'année suivante ici.

Ici, ces besoins-là, finalement, à chaque journée vont osciller entre un maximum et un minimum, ça fait que les besoins vont osciller entre ces valeurs-là ici, à chaque journée.

Ça fait que je pense que ça nous montre aussi toutes les conditions changeantes des besoins à alimenter sur le réseau québécois et nous, on conçoit le réseau, évidemment, pour être capable de passer ces moments exigeants de pointe, ici. À l'étape suivante, s'il vous plaît.

Ça, c'était... tantôt, c'était pour l'ensemble des besoins. Ici, on a fait exactement la même chose, c'est qu'on a additionné tout simplement toutes les productions instantanées de chacune des centrales pour toutes les journées. Ici, on a le centre, tous

les centres de production du Nord-Ouest, additionnés simultanément, ça fait que c'est le même concept, on va osciller entre un maximum et un minimum à chaque journée pour suivre ici les profils des besoins.

On l'a ici pour le Nord-Ouest, on l'a de même que... ça, ici, c'est pour tout le côté Nord-Est, les centrales de Churchill et Manic-Outardes, on voit ici très bien, on voit une très belle adaptation aussi au profil des besoins.

Et, finalement, les centres récepteurs. Ça, c'est la somme des productions ici à tous les centres récepteurs. On voit aussi que ça suit dans l'ensemble ici, les besoins québécois avec, évidemment, les moments de pointe aussi.

Je pense qu'on ne peut pas parler d'un profil constant de centrales, on ne peut pas parler de production, là, qui est indépendante de la journée, de la semaine ou de l'année, ce n'est pas ça qu'on voit dans la vraie vie, puis ce n'est pas comme ça non plus que ça a été fait. Ça n'a pas été pensé non plus pour que ce soit un profil constant. Ça fait que c'est vraiment adapté aux besoins.

Un autre élément qu'on a pu trouver, c'est... on parlait de centrale de pointe, on parlait de centrale

Manic-5 PA, il y a une centrale Manic-5 PA, c'est de l'équipement additionnel qui a été ajouté à la centrale Manic-5 en mil neuf cent quatre-vingt-neuf, quatre-vingt-dix (1989-90), on a ajouté mille soixante-quatre mégawatts (1064 MW) qui a été ajouté et on a ajouté aussi à la centrale LG-2 PA en mil neuf cent quatre-vingt-onze, quatre-vingt-douze (1991-92), mille neuf cent quatre-vingt-dix-huit mégawatts (1998 MW) d'équipements de pointe.

Qu'est-ce qu'il y a de particulier, qu'est-ce qu'il y a eu de particulier lors de l'intégration de ces deux centrales-là ici, lors de l'intégration de Manic-5 PA, évidemment, il y a eu le réseau très local d'intégration, il y a eu certaines modifications, mais au niveau du réseau dans son ensemble, le réseau sept cent trente-cinq kV (735 Kv), le réseau principal, la partie principale du réseau, on n'a pas eu à ajouter de l'équipement en particulier soit de lignes ou de compensations pour intégrer cette puissance-là.

Ce qui arrive, c'est qu'on pouvait bénéficier d'un certain bénéfice de réseau qu'on avait eu avec toute la conception intégrée précédente. On avait, lors d'une intégration de La Grande phase I, toute La Grande phase I, on avait intégré le réseau, une certaine partie du réseau qui avait été intégrée au

Saguenay, il venait mailler beaucoup plus tout l'ensemble du réseau, la partie du réseau La Grande et la partie du réseau Churchill, puis il y avait eu aussi certaines augmentations de charge sur la Côte-Nord.

Ça nous permettait, à ce moment-là, d'intégrer la centrale Manic-5 PA sans équipements additionnels sur la partie majeure du réseau.

Pour ce qui est de LG-2 PA, LG-2 PA est intégrée en mil neuf cent quatre-vingt-onze, quatre-vingt-douze (1991-92), elle n'avait... il n'y avait pas de capacité résiduelle sur le réseau et on a construit le projet RNDC pour intégrer la centrale LG-2 PA que Daniel a mentionnée tantôt, à la fois pour les besoins québécois et à la fois aussi pour un objectif commercial.

Ce qu'on ressort, disons, du mémoire, c'est qu'on dit que :

Ces deux cas montrent qu'il n'existe pas de relation linéaire entre le coût du réseau de transport et la satisfaction de la demande de pointe.

Nous autres, la position qu'on a face à ces deux

situations-là, ça se situe beaucoup plus que c'est la conception intégrée du réseau qui a permis, par exemple dans le cas de l'intégration de la centrale de Manic-5 PA, de profiter d'une capacité suffisante au niveau du réseau, lors de son intégration, parce qu'on avait réalisé des gains de capacité dans l'intégration du réseau La Grande phase I, juste à la phase préalable, et on avait des besoins de capacité additionnelle lors de l'intégration de La Grande... LG-2 PA, avec... on a fait un projet de capacité adaptée. Suivante.

(11 h 45)

Ici, ce sont, pour votre bénéfice vous pouvez le regarder, c'est l'annexe ici, c'est l'introduction au chapitre des * NERC Planning Standards + sur * System Adequacy and Security + en gros pour qu'on fixe, qu'on ait les balises fondamentales pour fixer la capacité et la sécurité des réseaux.

C'est l'introduction de tout le chapitre 1 ici des standards du NERC. Puis on peut revoir dans cette introduction ici que, effectivement, on dit :

The fundamental purpose of the interconnected transmission systems is to move electric power from areas...

On a souligné * power +, c'est notre souligné. On ne

parle pas de concept d'énergie ici. Et, évidemment, on mentionne aussi que ça doit être fait dans une très large variété de conditions de réseau et de prévoir aussi la maintenance et que ça doit résister aux équipements les plus courants et même regarder des événements extrêmes qui peuvent survenir sur le réseau. Cet encadrement-là des standards du NERC est repris aussi dans tous les critères NPCC et on les applique intégralement.

Au niveau du contrat de service de transport, il y a une méthodologie aussi pour exécuter une étude d'impact. Ça fait que, essentiellement, on mentionne tous les différents points qu'on prend en compte lorsqu'on fait une étude d'impact. Et on parle ici particulièrement ici en gras, c'est de tenir compte, c'est notre gras, là, ce n'est pas dans le contrat comme ça, c'est nous qui l'avons mis volontairement ici plus foncé :

d) de tenir compte des flux de puissance auxquels on peut raisonnablement s'attendre sur le réseau de transport pour alimenter les clients de charge locale;

C'est quelque chose qu'on fait lorsqu'on fait une étude d'impact sur le réseau. Ça fait que c'est des

flux de puissance, tous nos modèles sont basés sur la puissance, aucun n'est basé sur l'énergie, et :

e) de maintenir la performance thermique, de tension et de stabilité du réseau conformément aux lignes directrices et principes;

Ça fait que, essentiellement, ça reprend ce que je vous ai mentionné aussi tantôt. Ça termine ma présentation. Merci.

- 28 Q. Merci beaucoup, Monsieur Gingras. Avant qu'on ne procède au contre-interrogatoire du panel des témoins, j'aimerais demander à monsieur Bastien s'il a quelque chose à ajouter.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Non, pas aux présentations comme telles mais, oui, j'ai quelque chose à rajouter concernant le thème ou les sujets qui devaient être couverts dans le cadre des thèmes 1 et 2. Ce qui m'apparaissait, moi, une décision en tout cas d'accepter de traiter des modalités d'approbation des additions à la base de tarification à l'intérieur du thème 1 et 2 à la demande du RNCREQ. Alors, je voudrais juste prendre quelques minutes pour, si c'est votre compréhension et si je l'ai bien compris, si j'ai bien compris la décision, donc ce serait mon intention en quelques

minutes de vous expliquer qu'est-ce qu'on retrouve dans la preuve d'Hydro-Québec relatif à ce thème-là.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Donc, essentiellement, nous, ce qu'on dit par rapport à ce thème-là, c'est que, d'une part, en amont de tout ça, il y a la question des pouvoirs de la Régie de l'énergie, les pouvoirs actuels de la Régie de l'énergie en regard des additions à la base de tarification. Alors, là, on a déjà amorcé dans notre preuve une explication à l'effet que, selon nous, tant et aussi longtemps qu'il y avait certains projets de règlement qui n'étaient pas approuvés, le cadre réglementaire actuel s'appliquait, c'est-à-dire que, selon les cas, selon les projets, il y avait certaines approbations à obtenir du côté du gouvernement du Québec et on appliquait donc le cadre réglementaire actuel à ces questions-là. Et j'ai demandé à mes procureurs de développer cet aspect-là dans le cadre de leur plaidoirie dans la mesure où on renvoie à des questions strictement légales ou d'interprétation de la loi.

Donc, ceci étant dit, je voudrais quand même soumettre un certain point de vue en regard des

additions à la base de tarification. Selon nous, les articles les plus importants en regard de cette question-là et qui renvoie spécifiquement à ce qui me semble à moi les préoccupations du RNCREQ et peut-être de d'autres participants, et j'ai compris aussi de la Régie de l'énergie, là, qui se questionnait également pour essayer d'avoir une vision long terme des impacts tarifaires qui pourraient découler, là, de certaines décisions d'investissements.

Ma compréhension à moi, c'est qu'il y a dans la Loi sur la Régie tout ce qu'il faut pour procéder à ce genre d'analyse-là mais pas nécessairement dans le cadre de l'article 49. Les articles que, moi, j'ai à l'esprit, ce sont les articles premièrement 73 et accessoirement, mais avec des conséquences importantes, les articles 72 et les articles 74.

L'article 73, c'est un article qui définit le pouvoir de la Régie, le pouvoir d'autorisation de la Régie en regard des projets d'investissements en transport et en distribution. On sait qu'il y a un projet de règlement relatif à cet article-là actuellement en circulation, actuellement soumis à la consultation. Et on sait que nous avons jusqu'à la fin du mois d'avril pour soumettre nos commentaires, nous, Hydro-Québec de même que l'ensemble des intervenants et des parties intéressées.

Alors sujet évidemment à l'intégration de ces commentaires et sans les connaître d'avance dans ce projet de règlement-là, on peut voir quand même que, dans la proposition de la Régie de l'énergie, sur ces aspects-là, on retrouve fondamentalement deux types d'autorisations à obtenir par le transporteur ou, éventuellement, par le distributeur. On retrouve d'une part des demandes d'autorisations pour ce qu'on appelle des projets majeurs. Projet majeur a été défini comme un projet de vingt-cinq millions (25 M\$) et plus du côté du transporteur d'électricité.

Ça veut dire quoi? Ça veut dire que, à chaque fois que le transporteur va envisager d'investir vingt-cinq millions (25 M\$) et plus dans un projet, et le vingt-cinq millions (25 M\$), je comprends que ce n'est pas nécessairement un an, là, c'est la totalité du projet. Or, s'il s'étend sur deux ans, s'il s'étend sur trois ans, s'il s'étend sur cinq ans, c'est la somme de ces années-là, de ces coûts-là, si ça fait vingt-cinq millions (25 M\$), tout de suite, on a une autorisation à aller demander à la Régie.

Et je comprends aussi que l'idée générale ou le principe général, c'est que le transporteur a le fardeau de la preuve et il doit soumettre en vertu du projet de règlement actuellement en circulation une analyse de ce projet-là, une identification de la

justification, des objectifs poursuivis, des impacts tarifaires, les coûts et donc les informations de base qu'on retrouve dans ce genre de recommandation-là, et sont les mêmes en fait que celles que l'on a à l'intérieur de l'entreprise au niveau de notre processus d'approbation interne, on retrouve les mêmes.

Et on a également dans ce projet de règlement-là l'idée que le requérant, celui qui propose le projet, doit également soumettre des solutions alternatives et expliquer pour quelle raison l'option qu'il recommande est la meilleure par rapport à d'autres qui auraient pu être envisagées. Alors donc, on a là une première base, un premier élément, là, d'évaluation qui est permis par la Régie et, éventuellement, évidemment, par l'ensemble des intervenants.

Il y a également l'idée que, outre les projets majeurs, les budgets d'investissements également du transporteur ou du distributeur devront être autorisés par la Régie de l'énergie. On parle à ce moment-là d'autorisation par catégories d'investissements. Alors, je fais un exemple. En partant du témoignage de monsieur Régis et du témoignage de monsieur Vaillant, lorsque, hier, on vous a parlé d'assurer la pérennité du réseau de

transport et qu'on vous a donné une ligne directrice très macro, très générale de limiter ça à un point trois pour cent (1,3 %) de la valeur des investissements pour s'assurer que, à chaque année, on maintienne la qualité d'alimentation qui est déjà offerte aux clients québécois, bien, c'était ma compréhension donc quand on va présenter le budget d'investissements du transporteur, on va faire référence à ce genre de critère-là.

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

L'autre volet, c'est l'article 74 et son préalable peut-être, l'article 72. Monsieur Vaillant vous a dit tantôt que, lui, comme transporteur, il ne questionnait pas le besoin du client. Lui, il planifiait son réseau pour répondre à un besoin qui était exprimé à un client. J'ai un client, il est prêt à payer pour, bon, voilà ce qu'on peut faire de mieux à un coût le plus intéressant pour toutes les

parties.

Je ferais une différence tout de suite entre deux types de clients. Il y a ce qu'on pourrait appeler maintenant les clients du service point à point qui voudraient se raccorder au réseau de transport pour procéder à des transactions commerciales sur les marchés à l'extérieur du Québec qui offrent la réciprocité, donc que TransÉnergie a accepté comme étant une destination acceptable du point de vue des règles en usage dans l'industrie et du contrat de service de transport.

Alors cet aspect-là, je ne veux pas l'aborder de façon détaillée, c'est prévu lorsqu'on va aborder la question de la tarification comment on propose, nous, d'intégrer ces coûts de raccordement-là d'une façon très, très spécifique. Mais sur le principe général, ce qui est clair, c'est que, et c'est de ça dont on parle ici, de principes, là, je pense, que du côté donc de ces raccordements-là, l'idée générale, c'est de s'assurer que ces raccordements-là se fassent sans qu'il y ait de désavantages ou que ça se fasse au détriment de la clientèle québécoise.

Et c'est pour ça qu'on propose, nous, qu'il y ait un plafond sur les coûts de raccordements qui seraient assumés et intégrés à la base de tarification du

transporteur et ceux qui seraient à la charge des promoteurs de ces projets-là. Ça, c'est du côté des raccordements point à point, et ça concerne évidemment autant Hydro-Québec Production que n'importe quelle tierce partie qui ferait ce genre de projet-là. C'est la même règle qui s'applique tout le temps, les mêmes conditions à tout le monde sans discrimination. Là-dessus, c'est très clair.

Et ça concerne également tous les coûts d'intégration au réseau de transport. Ça, C'était peut-être moins clair dans notre preuve, mais c'est très... ça tombe sous le sens, là, qu'on ne limite pas, là, la nature des coûts qui sont identifiables à tout le moins et qui vont être intégrés à ce genre d'analyse-là.

À côté de ça, on a tout ce qu'on fait pour la charge locale. Alors, là, ce que je vous dis tout de suite, c'est, il n'y a pas de limite aux coûts de transport qui vont être intégrés par le transporteur dans la mesure où celui qui est responsable de la charge locale, c'est-à-dire le distributeur, lui, il a ses propres obligations par rapport à la Loi sur la Régie de l'énergie, et il a ses propres attentes aussi par rapport à ce que le transporteur peut offrir.

Alors, si le distributeur, c'est-à-dire le représentant de l'ensemble des consommateurs trouve

que sa qualité de service n'est pas assez grande et qu'il est prêt à payer pour malgré ce que monsieur Régis disait hier que notre compréhension, c'est que les consommateurs, il y a une certaine limite à ce qu'ils seraient prêts à payer pour améliorer leur qualité d'alimentation, si, après discussion, dans une cause tarifaire du distributeur où on va parler de l'amélioration de certains indices de performance reliés à la qualité d'alimentation et tout ce monde-là se disent, on est prêt à assumer la facture d'une meilleure alimentation, or si c'est ça la décision relative à cette question-là de la charge locale et du distributeur, alors comme on le disait précédemment, le transporteur, mon client en veut plus, il est prêt à payer pour, on va le faire.

Il y a également une autre dimension très, très importante, ce qui est l'obligation de servir qu'a le distributeur et en fait qu'a Hydro-Québec, je pense, en vertu de sa loi. Alors, si un client industriel qui s'installe ou qui veut s'installer à un endroit particulier de la province de Québec, bien, l'obligation de servir, c'est de le raccorder, nonobstant ce que ça coûte. Il n'y a pas d'analyse économique qui est faite d'une façon spécifique. Et là aussi, on va procéder, j'imagine, aux investissements appropriés.

Il y a un troisième volet, et c'est là que se trouve, je pense, la matière pour avoir de sérieuses discussions en termes de c'est quoi les alternatives qui s'offrent. Et ça se trouve du côté du plan d'approvisionnement du distributeur. Vous savez que, en vertu de l'article 72, le distributeur va devoir soumettre un plan d'approvisionnement. Vous savez également, en vertu de l'article 74, que le distributeur, une fois qu'il va avoir épuisé l'électricité patrimoniale qui est de cent soixante-cinq térawattheures (165 TWh), qui devrait suffire pour des besoins s'échelonnant d'ici deux mille cinq (2005), un peu plus, un peu moins selon les aléas de la température.

Donc, vous savez que le distributeur va devoir soumettre un plan d'approvisionnement qui va couvrir une période de dix ans avec une prévision de la demande, ainsi le veut le projet de règlement actuel qui est également en circulation relatif à l'article 72. Donc, on a une perspective de dix ans sur l'évolution de la demande et l'évolution des besoins du distributeur, et on va commencer à cette étape-là à se poser la question, comment on alimente ces nouveaux besoins-là.

Et il y a encore là une analyse à faire, des alternatives à considérer, des solutions de rechange

et une documentation à venir par rapport à ces questions-là. Il y a également, une fois qu'on a fait cette discussion-là et que le distributeur a l'autorisation de procéder à un appel d'offres, il y a l'article 74 qui est important, qui rentre en ligne de compte; l'article 74 qui définit en gros comment se fait un appel d'offres. On parle de code d'éthique; on parle de procédure d'appel d'offres. Ça, c'est un volet qui va être soumis à la Régie dans des délais très, très brefs en ce qui me concerne.

Mais il y a l'appel d'offres comme tel et les critères que le distributeur doit prendre en compte lorsqu'il fait ces appels d'offres-là. Et ça aussi, c'est dans la loi, c'est dans l'article 74. Et c'est bien clairement exprimé que le distributeur va devoir prendre en compte combien coûte la fourniture et combien coûte le transport. Et c'est la somme des deux qui va faire en sorte que le distributeur va savoir, parce que, ultimement, c'est le distributeur et la charge locale qui va assumer la facture, c'est en faisant la somme des deux que le distributeur va pouvoir porter un jugement : celui-ci me coûte moins cher que celui-là; celui-ci installé à Montréal qui n'entraîne aucun coût de transport mais peut-être un coût plus important du côté production me coûte globalement moins cher qu'un autre qui est situé plus loin qui est peut-être moins cher en production mais

qui amène une facture de transport.

Donc, il y a des, encore là des analyses qui vont être faites, qui vont être documentées. Il y a des propositions qui vont devoir être soumises à la Régie. Je rappelle que la Régie a un pouvoir d'approbation des contrats qui découleraient de ces appels d'offres du distributeur en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Donc, il va y avoir une discussion à l'intérieur de l'article 74 de ce genre de question-là.

(12 h)

Et il y a en amont de tout ça, et ça conclut mes quelques mots que j'avais à dire là-dessus, tout le dossier des économies d'énergie ou des dossiers connexes de production distribuée ou des sujets semblables.

Ça aussi, ça fait partie de la discussion globale de comment on assure la satisfaction des besoins des marchés québécois, ça aussi il va y avoir des discussions devant la Régie, que ce soit à l'intérieur des articles 72, 73, 74 ou même à l'intérieur d'un autre article dont je ne me souviens pas le nom, 52 point... avec des alinéas, là, relatifs au rôle de la Régie quant à l'approbation de modes de financement de programmes d'économie d'énergie.

La meilleure, le meilleur représentant pour discuter avec la Régie de l'énergie de questions d'économie d'énergie, de questions de production distribuée et le meilleur intervenant pour discuter des choix qui s'offrent au distributeur de façon à minimiser les coûts, c'est le distributeur. C'est lui qui a un contact avec les clients et c'est lui qui va les avoir, ces discussions-là.

Alors, le transporteur, lui, si le distributeur décide qu'il veut préconiser davantage de mesures d'économie d'énergie, enfin quand je dis * il veut +, évidemment sujet à l'approbation de la Régie de l'énergie, quand il y a un entendement de tous et chacun, accepté par la Régie de l'énergie, qu'il va y avoir des investissements additionnels à faire dans des programmes d'économie d'énergie, le transporteur, lui, il ne les voit même pas, le transporteur, lui, il répond aux besoins, puis si les besoins c'est moins de gigawattheures et moins de térawattheures, parce que le distributeur va avoir décidé d'investir dans des programmes d'économie d'énergie, bien il va le prendre en compte dans sa planification, il n'y a pas vraiment de jugement à porter sur cet aspect-là, comme monsieur Vaillant vous l'a dit tantôt.

Alors, donc, pour conclure, là je veux faire référence quand même au mémoire du RNCREQ C je ne

sais pas si c'est de la preuve ou de la contre-preuve
C mais sur le thème * Modalités d'approbation des
additions à la base de tarification +...

LE PRÉSIDENT :

Vous pouvez y aller.

R. Merci beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

29 Q. Peu importe la qualification.

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

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

l'avoir d'une façon structurée, ordonnée, complète, c'est à travers les autres articles de la loi qu'on devrait les avoir.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Morel, est-ce que ça termine votre preuve en chef?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, effectivement, les témoins sont disponibles pour le contre-interrogatoire sur ce thème.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Tardif, est-ce que vous êtes prêt à procéder, compte tenu des commentaires que vous avez déjà faits?

Me CLAUDE TARDIF :

Je serais prêt à procéder, mais est-ce qu'il ne serait pas plus approprié C parce que je vais en avoir pour plus tard que... même si on ajourne à midi et demie (12 h 30), je n'aurai pas terminé, ce que je suggérerais, c'est qu'on parte plus tôt, puis qu'on revienne plus tôt, si ça fait l'affaire de tout le monde.

LE PRÉSIDENT :

Alors, je comprends votre point. Est-ce qu'il y a

quelqu'un dans la salle qui aurait des questions,
mais pour un temps très court? L'AIEQ? Maître
Dunberry?

Me ÉRIC DUNBERRY :

Bonjour, Monsieur le Président, maître Éric Dunberry
pour l'AIEQ, effectivement je voulais simplement
aviser le Banc que l'AIEQ n'a aucune question...

LE PRÉSIDENT :

C'est très court!

Me ÉRIC DUNBERRY :

... ne sachant pas si je serais invité à faire ce
commentaire ce matin ou cet après-midi, j'en profite
pour le faire ce matin, compte tenu du fait que je
serai probablement absent cet après-midi. Alors,
l'AIEQ n'a aucune question pour le panel.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Est-ce qu'il y en a d'autres commentaires très
courts?

Me GUY SARAULT :

La Coalition industrielle n'a aucune question pour ce
panel.

LE PRÉSIDENT :

Ah! Très bien. Alors, dans les circonstances, on est peut-être mieux d'ajourner immédiatement, puis de recommencer vers une heure et demie (1 h 30), deux heures moins quart (1 h 45).

M. MICHEL BASTIEN :

Si c'était possible pour vous, là, je me permets d'intervenir, j'aimerais mieux une heure quarante-cinq (1 h 45) parce qu'on a des questions très importantes à...

LE PRÉSIDENT :

Oui, c'est ça.

M. MICHEL BASTIEN :

... discuter ce midi.

LE PRÉSIDENT :

Alors, une heure quarante-cinq (1 h 45), deux heures moins quart (1 h 45).

Me F. JEAN MOREL :

Parfait, merci beaucoup, Monsieur le Président.

AJOURNEMENT

(13 h 45)

REPRISE DE LA SÉANCE

LE PRÉSIDENT :

Oui, Maître Morel?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, bonjour, Monsieur le Président. Je demanderais à monsieur Bastien d'indiquer à la Régie quel est le résultat à date des discussions que nous avons tenues avec plusieurs de nos collaborateurs pendant l'heure du lunch.

LE PRÉSIDENT :

On vous écoute, Monsieur Bastien.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Ce qui semble être possible de faire, puis c'est une forme de proposition ou d'engagement, c'est, pour la date du vingt-six (26) avril, qui est la date prévue pour le début du thème numéro 4, où on discute du revenu requis et de ses composantes, alors disons le vingt-six (26) ou le plus tôt possible avant le vingt-six (26), bien évidemment, il serait possible de produire un document similaire à celui de HQT-5, document 3, page 1 de 2.

Je donne l'intitulé du document, et je pourrai expliquer par la suite ce qu'on pourrait faire. Le

document donc en question, en fait, c'est une feuille, un tableau qui détaille le calcul du revenu requis du service de transport pour la période du premier (1er) janvier au trente et un (31) décembre deux mille un (2001).

Donc c'est un calcul que l'on a fait pour deux mille un (2001) et on reproduirait, en utilisant exactement le même format que celui-là, on reproduirait les données de l'an deux mille (2000), les données réelles de l'an deux mille (2000), ce qui nous donnerait des informations à la fois sur la base de tarification de deux mille (2000) mise à jour, le taux du coût en capital qui refléterait le coût réel, en fait, de la dette en l'an deux mille (2000), de même que le détail des dépenses nécessaires à la prestation du service de transport, qui décompose en une dizaine de rubriques allant des charges brutes directes, charges d'amortissement, taxes et ainsi de suite. Donc ça, ça serait possible de le faire pour la date du vingt-six (26) avril.

LE PRÉSIDENT :

Excusez, Monsieur Bastien, je ne suis pas sûr d'avoir bien compris. Il me semble que vous avez dit du premier (1er) janvier au trente et un (31) décembre deux mille un (2001)?

R. Je faisais tout simplement mentionner le titre du

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PANEL 3 - THÈME 2
HYDRO-QUÉBEC
Int. Me F. Jean Morel

tableau auquel je me référais.

LE PRÉSIDENT :

Ah, o.k., celui-là, il est deux mille un (2001)
mais...

R. Celui-là est deux mille un (2001) mais on produirait
un tableau exactement semblable à celui-là pour
l'année deux mille (2000).

LE PRÉSIDENT :

Je me sens un peu comme dans les Maritimes, là.

R. Ça nous permettrait de...

Me F. JEAN MOREL :

Un petit détail, votre référence à la page 1 de 2, 1
de 2 est la page couverture et il y a eu une erreur
de numérotation, le tableau est à 2 de 2. C'est juste
pour que tout le monde suive ici, comme aux
Maritimes.

LE PRÉSIDENT :

On a l'air à être sur la même longueur d'ondes.

Me F. JEAN MOREL :

Mais moi, je n'ai même pas la grippe.

M. MICHEL BASTIEN :

R. À ça, on pourrait rajouter, toujours pour l'année

deux mille (2000), une mise à jour du Budget d'investissements 2000, comparaison avec le projeté, donc réel par rapport au projeté. On pourrait également ajouter à ça, tel que demandé par monsieur Dagenais hier lors de son questionnement, sa période de questions, rajouter le détail des revenus, on lira les notes sténographiques mais dans les termes que monsieur Dagenais l'avait demandé, en distinguant la charge locale, le point à point long terme, le court terme, et tout ça pour l'année deux mille (2000), en distinguant les ventes des prix associés à ces ventes-là, il n'y a aucun problème pour produire cette pièce-là, toujours avec le même horizon dont on parle, deux semaines.

De même que, finalement, toujours pour répondre à une demande spécifique de monsieur Dagenais, on pourrait donner, et là, malheureusement, je n'ai pas la référence, mais la conciliation qu'il demandait entre les données tarifaires, telles qu'on les dépose dans notre cause, et les états financiers, les données relatives aux états financiers, qu'on appelle le * corporatif +.

On se rappelle que Hydro-Québec a déposé un document, dans un premier temps, qui distinguait une colonne * Transport +, une colonne * Autres +, une colonne * Total consolidé +, donc c'était la réconciliation

des données réglementaires transport avec le consolidé total. Et en réponse à une demande de renseignements, je crois de la Régie, ou une demande d'information additionnelle, on a produit également une colonne * Distribution + spécifique, on avait * Transport +, on avait * Distribution +, on avait une colonne * Autres + puis on avait une colonne * Total +.

Ce qu'on pourrait faire pour l'horizon dont on parle, c'est une colonne * Transport + et une colonne * Total consolidé +, avec évidemment la différence entre les deux, une colonne * Autres + qui regrouperait les autres entités. Ça, ça serait possible de le faire à l'horizon dont on parle.

Et... ah, là, j'ai la bonne référence ici, c'est HQT-5, document 5...

LE PRÉSIDENT :

Ça, c'est lequel, en rapport avec quoi, là?

- R. Ça, c'est la conciliation, le dernier élément donc que je mentionne, la conciliation des données tarifaires avec les états financiers.

LE PRÉSIDENT :

HQT-5, document 5, vous avez dit?

- R. Le document HQT-5, document 5, donnait cette

conciliation pour l'année mil neuf cent quatre-vingt-dix-neuf (1999). Ce qu'on vous dit, c'est qu'on peut faire un tableau semblable pour l'année deux mille (2000), c'est une conciliation des données tarifaires avec les états financiers. Et le document HQT-5, document 5, distinguait une colonne * TransÉnergie +, une colonne * Autres activités Hydro-Québec + et une colonne * Total Hydro-Québec +, ça, nous sommes en mesure de vous produire ça pour, d'ici le vingt-six (26) avril.

Ce qu'on vous offre aussi en même temps, c'est évidemment des explications appropriées que l'on pourra obtenir auprès des témoins d'Hydro-Québec qui vont se présenter dans le cadre du thème numéro 4, qui vont couvrir donc autant les gens qui travaillent au niveau corporatif que des gens qui travaillent au niveau de TransÉnergie. Puis ils sont déjà prévus, les témoins qui vont faire, donc qui vont s'offrir et qui vont vous fournir les explications que vous souhaitez sur les écarts qu'on peut mesurer et associer entre le, évidemment le réel de l'année deux mille (2000) et ce qu'on avait projeté à l'époque du dépôt du dossier à la Régie.

LE PRÉSIDENT :

Ça termine?

R. Ça termine, oui.

M. RICHARD DAGENNAIS :

Richard Dagenais, pour ACEF de Québec. J'aimerais juste vérifier auprès de monsieur Bastien, lorsqu'il a parlé des revenus de service point à point, j'avais aussi parlé de l'énergie transitée pour les trois gammes de service de point à point, par exemple les rabais offerts et puis les réservations, est-ce que ça, ça va être fourni aussi?

R. Lorsqu'applicable. Bien, en fait, ce que je veux dire, c'est qu'il n'y en a pas eu de rabais, donc on vous les donnera lorsqu'applicable, s'il y en a pas, il n'y en a pas. Mais, oui, on peut donner l'information donc qui s'applique.

M. RICHARD DAGENNAIS :

Mais il y en a eu pour la première partie de l'année, donc si c'est un bilan pour l'année, il va y en avoir aussi.

R. Ah, tout à fait. C'est sûr qu'on va partir de janvier, on va couvrir de janvier à décembre et on va donner le même type d'information que celle que l'on a déjà produite jusqu'à maintenant.

M. RICHARD DAGENNAIS :

Ça va.

LE PRÉSIDENT :

Parce que, Monsieur Bastien, on avait une

préoccupation, nous aussi, au niveau des rabais. Vous avez donné de l'information pour les six premiers mois et on aurait aimé avoir les six derniers mois aussi pour les rabais.

R. C'est ma compréhension, on va produire cette information, aucun problème.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

M. RICHARD DAGENNAIS :

Alors je trouve *a priori* que ça satisfait à ma demande et puis on va attendre que ça soit produit.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Merci.

Me PIERRE R. FORTIN :

Monsieur le Président, on m'informe que ça serait approprié de demander une précision justement sur ce point-là, est-ce qu'il s'agirait de la pièce HQT-4, document 6, qui serait mise, à toutes fins pratiques, à jour au trente et un (31) décembre deux mille (2000)? C'est le document qui s'intitule
* Réserve de capacité de court terme par Hydro-Québec - Janvier 1998 à juin 2000 +, c'est un document de soixante et onze (71) pages.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Pouvez-vous parler plus vite? Monsieur Hébert, j'ai de la misère, là.

Me PIERRE R. FORTIN :

Je peux simplement vous dire que la mise à jour serait probablement à partir de la soixante et onzième page.

M. HÉBERT :

Jusqu'à la page 72, jusqu'à la page 75, quelque chose comme ça.

Me PIERRE R. FORTIN :

La dernière date rentrée, c'est le vingt-sept (27) juin.

- R. En fait, ce que je comprends de la demande de monsieur Dagenais, c'est qu'elle est un peu plus large que ce qui est HQT-4, document 6, mais oui, au besoin, ça comprend l'information qui est produite à HQT-4, document 6.

Me PIERRE R. FORTIN :

Parfait.

- R. Qui donne pour chacune des dates, enfin, là aussi, pertinentes, applicables, chacune des dates, quelles sont les transactions, les rabais, et cetera. Il n'y a aucun problème.

Me PIERRE R. FORTIN :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors on vous remercie beaucoup, Monsieur Bastien et Maître Morel. Il y a maître Neuman qui avait annoncé...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, d'abord, il y a deux choses, d'une part, en réponse à la question de la Régie quant à l'ordonnance provisoire relativement à la confidentialité...

LE PRÉSIDENT :

Oui, justement ce matin, on vous cherchait.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Effectivement, j'ai été absent pendant quelques instants. Et j'aurais une précision à demander à monsieur Bastien sur l'élément qui vient d'être dit il y a un instant.

LE PRÉSIDENT :

Alors qu'est-ce qui arrive pour ce qui est des documents confidentiels?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Pour ce qui est des documents confidentiels, alors notre position évidemment, la présentation qui a été faite hier nous convainc que les renseignements que nous recherchions ne sont pas dans le plan d'affaires. Donc quant à nous, de toute façon, nous n'avions pas initialement demandé le plan d'affaires, nous avons demandé certains renseignements et on nous avait dirigés vers le plan d'affaires.

Donc quant à nous, pour reprendre les deux étapes que la Régie avait fixées dans sa décision 2001-49, où d'abord il devait y avoir une plaidoirie sur...

LE PRÉSIDENT :

L'utilité?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... l'utilité du document, quant à nous, il n'a pas d'utilité. Et je crois que ce n'est le cas ni pour la Régie ni pour aucun des autres intervenants. Donc ça se peut que cela distance de se prononcer sur la confidentialité et que le document peut être simplement remis à Hydro-Québec puisqu'aucun des participants n'en a besoin.

Donc ça serait peut-être une manière de régler le problème sans avoir à prendre une décision qui

pourrait avoir des conséquences à long terme. Un jour, le plan d'affaires peut-être sera utile dans une autre cause et ça pourrait préjudicier que de dire que ce genre de plan d'affaires est confidentiel et...

LE PRÉSIDENT :

Je vous avoue que j'ai tendance à vouloir remettre le document à Hydro-Québec, sauf qu'on me dit de, comme il y a déjà une décision là-dessus, que ça serait peut-être mieux que je consulte, alors je vais consulter avant.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Alors c'est ce que j'avais à dire sur ce point-là.

LE PRÉSIDENT :

D'accord.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

En ce qui concerne les représentations que monsieur Bastien vient de faire, je voudrais savoir si, est-ce que la mise à jour, et ce n'est pas, je ne suis pas en train de vous demander que ça le soit, mais est-ce que la mise à jour des données de deux mille (2000) a pour effet de modifier les prévisions de deux mille un (2001), les données prévisionnelles, est-ce que je comprends, dans ce que vous déposez, est-ce que vous

aviez prévu que ce serait le cas ou non?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Non. Pour le moment, en tout cas, on ne voit aucune modification aux prévisions de l'année témoin projetée deux mille un (2001).

LE PRÉSIDENT :

Bien, écoutez, c'est des informations additionnelles...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est ça...

LE PRÉSIDENT :

... qui nous permettent d'apprécier les prévisions, en contre-interrogatoire, vous pourrez poser des questions, mais je pense qu'on ne refait le dossier au complet.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Comme j'ai dit, je n'ai pas demandé à ce qu'elles le soient, c'était simplement pour information.

LE PRÉSIDENT :

Parce qu'il n'est pas question qu'on refasse le dossier.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Non, c'était simplement pour information, parce que j'avais remarqué que, lors d'une révision antérieure, les données prévisionnelles avaient été mises à jour elles aussi, donc je voulais savoir si ce serait le cas une nouvelle fois.

LE PRÉSIDENT :

Mais là, il est trop tard pour faire ça.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K., merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Sarault? Ça va venir, Maître Tardif, inquiétez-vous pas.

Me GUY SARAULT :

À la pièce HQT-5, document 3, que vous nous présentez pour l'année deux mille un (2001), il y a un chiffre de coût en capital de dix virgule zéro zéro cinq pour cent (10,005 %), environ, là. Évidemment, on en a la ventilation de ce coût-là dans d'autres pièces pour la période deux mille un (2001), on sait que de l'avoir propre, c'est rémunéré à dix virgule soixante (10,60), et cetera. Est-ce qu'il y aurait moyen, pour l'année deux mille (2000), de nous donner la ventilation du coût en capital?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Ce sera fait.

Me GUY SARAULT :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Toujours pour le vingt-six (26)?

R. Toujours pour le vingt-six (26).

LE PRÉSIDENT :

C'est parce que je ne sais, vous allez passer avant le vingt-six (26)?

Me GUY SARAULT :

Bonne remarque. Je vous remercie infiniment, Monsieur le Président. Ce n'est pas une grosse information, est-ce qu'il y aurait moyen d'avoir ça à temps pour le début de la preuve sur le taux de rendement?

LE PRÉSIDENT :

C'est le vingt-cinq (25) et le vingt-six (26)... le vingt-quatre (24) et le vingt-cinq (25).

Me GUY SARAULT :

Le vingt-quatre (24) et le vingt-cinq (25).

LE PRÉSIDENT :

C'est prévu pour le thème 3.

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Moi, il me semble que le coût de la dette, il est déjà dans le rapport annuel d'Hydro-Québec alors ça...

Me GUY SARAULT :

Ça ne devrait pas être tellement compliqué?

- R. ... alors ça ne me coûte pas beaucoup de vous le produire avant, mais il est déjà disponible, j'imagine, dans le rapport annuel, mais il y a peut-être des...

Me GUY SARAULT :

Pas le coût de la dette, le coût par capital combiné. Le coût en capital, c'est la dette et l'avoir propre, c'est les deux.

- R. C'est un calcul qui est assez simple, je pense qu'on peut s'engager.

Me GUY SARAULT :

O.K., merci.

LE PRÉSIDENT :

Alors pour la semaine prochaine, Monsieur Bastien?

- R. Pour la semaine prochaine.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Maître Tardif, c'est à votre tour.

(14 h 5)

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me CLAUDE TARDIF :

- 30 Q. Je vous demanderais, Monsieur Vaillant et Monsieur Gingras, je crois, de prendre le document HQT-3 document 1 à la page 5. Je fais lecture de la ligne 6.

Cette situation a amené...

On va commencer à la ligne 4.

La majeure partie de ce potentiel est considérablement éloignée des principaux centres de consommation. Cette situation a amené Hydro-Québec, au fil des ans, à concevoir un réseau de transport d'une étendue et d'une complexité peu communes, composé d'un ensemble d'équipements contribuant à la fiabilité de l'alimentation électrique fournie aux clients.

Lorsque vous utilisez le mot * alimentation électrique +, pouvez-vous indiquer si vous parlez en termes de puissance ou en termes d'énergie?

M. DANIEL VAILLANT :

R. L'alimentation électrique, c'est de raccorder le client à sa source d'approvisionnement, et peu importe le temps qu'il en a besoin. Pour nous autres, de l'énergie, c'est de la puissance par du temps. Qu'il en ait besoin pour un minute ou bien non pour trois cent soixante-cinq (365) jours, notre responsabilité, c'est de le raccorder.

31 Q. Et, ça, c'est d'un point de vue planification, c'est exact?

R. C'est d'un point de vue transporteur.

32 Q. Mais vous témoignez, vous, sur le panel qui est le thème 2 qui est intitulé *Planification et exploitation du réseau de transport*, c'est exact?

R. Exact.

33 Q. C'est exact que vous... je n'ai pas vu que vous avez prévu être un témoin dans le thème 5. Est-ce que vous allez être... Je n'ai pas vu votre nom au thème 5 qui est la *Tarifification de transport (allocation des coûts et tarifs de transport)*. Je n'ai pas vu votre participation sur ce panel-là, Monsieur.

R. Vous m'avez cité la ligne 6 : * Cette situation a amené Hydro-Québec, au fil des ans, à concevoir un réseau de transport d'une étendue. + On ne parle pas de tarification là-dedans non plus.

34 Q. Non, mais je vous ai posé une question. Je pense que c'était oui ou ça se répondait par non. Je n'ai pas besoin d'une autre question.

- R. Je ne suis pas sur le panel.
- 35 Q. Donc, c'est exact de dire que si vous n'êtes pas sur le panel *Tarifification de transport (allocation des coûts et tarifs de transport)*, c'est que vous n'avez pas les compétences pour traiter de ce sujet-là?
- R. C'est inexact.
- 36 Q. C'est inexact.
- R. Ça veut dire que ceux qui sont sur le panel ont plus de compétence que moi pour en traiter.
- 37 Q. Très bien. Ça, c'est une évaluation que vous avez faite, on n'embarquera pas dans ce genre de questionnement-là.

Me F. JEAN MOREL :

C'est vous qui avez posé la question.

Me CLAUDE TARDIF :

C'est son évaluation, je n'ai pas encore entendu le panel 6. C'est juste dans ce sens.

LE PRÉSIDENT :

Procédons, Maître Tardif!

Me CLAUDE TARDIF :

- 38 Q. À partir du moment, Monsieur Vaillant, que vous nous indiquez que, pour vous, peu importe que c'est pour une seconde ou pour une période de temps illimité, ce qui est important, c'est d'être raccordé, c'est ce

que j'ai compris de votre définition d'alimentation électrique, pouvez-vous nous indiquer à la page 8 de HQT-3 document 1 aux lignes 13 à 24, vous faites une distinction avec ce qui est les lignes à haute tension versus les lignes, le réseau par la suite. Vous nous dites à la ligne 13 :

Le réseau de transport est constitué de postes et de lignes à haute et à très haute tension. Son épine dorsale est composée de douze lignes à très haute tension qui transportent, vers le sud du Québec, l'électricité en provenance du complexe Manic-Outardes, de la centrale Churchill Falls au Labrador et du complexe La Grande à la Baie James. Outre l'interconnexion avec Churchill Falls, divers liens d'interconnexions avec les réseaux voisins font aussi partie intégrante du réseau de transport.

Deuxième paragraphe :

Le réseau de transport s'étend ensuite sur le territoire pour répartir l'électricité afin de rejoindre les nombreuses zones de charge à

alimenter. Il s'agit là du réseau de transport dont la tension des lignes et des postes varie de 315 kV à 44 kV.

Est-il exact de dire que vous avez pris la peine de séparer les lignes haute tension et très haute tension du reste du réseau pour le décrire?

M. DANIEL VAILLANT :

R. C'est pour décrire la situation physique actuelle.

39 Q. Est-il exact de dire que cette situation-là, si j'ai bien compris votre présentation de ce matin, est les lignes haute tension et très haute tension sont nécessaires parce que la production est éloignée des centres de consommation, si j'ai bien compris votre présentation?

R. Les lignes haute tension ou le niveau de tension dépend de deux facteurs, comme je vous l'ai expliqué et comme monsieur Gingras l'a expliqué, dépend de deux facteurs : la puissance et la distance. Et on a dans certains cas des lignes haute tension pour des petites localités.

40 Q. Lorsque vous décrivez vos lignes à très haute tension et à haute tension, vos douze lignes, est-ce que vous avez des courtes lignes ou des lignes qui sont de longues lignes, avec de longues distances?

R. Des grandes distances et des grandes puissances.

41 Q. Est-ce exact de dire que ces lignes, ces douze

lignes-là sont nécessaires parce que la production, si elle était proche des centres de consommation, on n'aurait pas besoin de ces lignes à 735?

R. Je vous dirais que si on aurait vingt mille mégawatts (20 000 MW) à raccorder alentour de la poche de charge de Montréal, on aurait probablement besoin aussi d'une ligne 735.

42 Q. Je vais vous poser la question à titre de planificateur. Si on avait, comme choix on a choisi, hein, il y a un choix qui a été fait à un moment donné de mettre la production de façon éloignée des centres de consommation, c'est une décision qui a été prise. Si on avait fait un choix d'avoir du thermique, est-ce qu'on aurait besoin de ces lignes 735 là dans le cas qu'on aurait des centrales thermiques?

R. Vous pouvez faire n'importe quel scénario, proposez-moi-en un, je vais vous faire un réseau avec. Ma responsabilité, c'est de fournir un réseau de transport en fonction de là où est-ce que sont installés les centres de production. Je ne les discute pas comme je l'ai mentionné.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Vaillant, maître Tardif s'est préparé pour vous questionner, il a une logique et vous êtes là pour répondre. Alors, faites un effort pour essayer de répondre le plus simplement et le plus

adéquatement possible aux questions de maître Tardif.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Je vais faire un effort, Monsieur le Président.

Me CLAUDE TARDIF :

43 Q. Monsieur Vaillant, lorsqu'on a des centrales thermiques d'un réseau voisin aux États-Unis, est-ce qu'ils ont des lignes 735 de cette longueur-là?

R. Non.

44 Q. Est-ce que, par contre, si on regarde votre deuxième paragraphe :

Le réseau de transport s'étend ensuite sur le territoire pour répartir l'électricité afin de rejoindre les nombreuses zones de charge à alimenter. Il s'agit là du réseau de transport dont la tension des lignes et des postes varie de 315 kV à 44 kV.

Est-ce que les réseaux thermiques américains ont ce genre de lignes?

R. Ils ont ce genre de lignes-là et ils ont aussi des lignes à 765 kV et ils ont aussi des lignes à 500 kV.

45 Q. Vous nous avez mentionné que le choix de l'utilisation de lignes 735 kV était une question de distance. Vous avez dit, il y a deux facteurs,

puissance, je l'ai bien compris, et distance.

R. Les deux, exact.

46 Q. Est-il exact de dire que, de façon en Amérique du Nord, il n'existe aucun réseau comparable au niveau des lignes 735, au niveau des distances?

R. C'est faux.

47 Q. C'est faux. Lequel?

R. Il y a une ligne, il y a une interconnexion dans l'ouest des États-Unis. Je vais laisser mon confrère répondre en détail.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Il y a des interconnexions dans le WSCC, ce qu'ils appelle le *Pacific on detail* qui ont des distances relativement longues aussi. Je sais pertinemment aussi que Manitoba Hydro ont développé des centrales, ils ont fait un peu l'équivalent de notre Baie James mais à une échelle un peu réduite. Ça fait qu'ils ont des distances aussi appréciables. Colombie-Britannique aussi, ils ont du 500 kV.

48 Q. La question que je vous pose, en Colombie-Britannique, il y en a combien de lignes de longues distances de 735 kV? Est-ce qu'il y en a?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Ce sont des lignes 500 kV qui correspondent à la distance qu'ils ont à couvrir. Et en puissance, c'est le réseau installé... en Colombie-Britannique, c'est

le tiers du réseau Hydro-Québec. Donc, ça correspond à l'argument que je vous ai donné en fait de distance et de puissance.

49 Q. En termes de nombre de lignes, est-ce que vous le savez?

R. Bien, en tout cas, j'espère qu'il y a à peu près le tiers de ce qu'on a.

50 Q. Mais est-ce que vous le savez? La question, est-ce que vous... Vous nous avez dit qu'il y en a douze lignes ici 735 kV. Est-ce que vous savez combien qu'il y en a de lignes 500 kV?

R. On pourrait prendre l'engagement de vous les fournir.

Me F. JEAN MOREL :
Engagement.

LE PRÉSIDENT :
Est-ce que vous tenez à cette information?

Me CLAUDE TARDIF :
Pas nécessairement. Je l'ai la réponse autrement.
Donc, je n'ai pas besoin d'engagement.

LE PRÉSIDENT :
Parfait.

Me CLAUDE TARDIF :
Ce que je note, c'est qu'on n'était pas capable de me

la fournir à matin, après-midi.

- 51 Q. Au niveau de la planification du réseau, est-ce que les lignes 735 kV sont des lignes associées pour vous à la nature de la production d'Hydro-Québec?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Pour nous autres?

- 52 Q. Oui.

R. Non.

- 53 Q. Non. Peu importe le choix qu'on a choisi d'avoir des barrages dans des régions éloignées, cette question-là des lignes 735 kV, ça n'a rien à voir avec le choix, la nature de la production?

R. Bien, je vous dirais qu'on nous demanderait de raccorder une centrale thermique à Sept-Îles de mille cinq cents mégawatts (1500 MW), on prendrait le même genre de solution.

- 54 Q. Mais juste pour prendre votre exemple parce que je suis un néophyte, vous raccordez une centrale thermique à Sept-Îles, est-ce que vous allez construire votre centrale thermique à Montréal ou vous allez la construire à Sept-Îles?

R. Moi, je ne la construis pas, je la raccorde.

- 55 Q. O.K. Non, mais, normalement, en tant que planificateur, est-ce que vous recommanderez de la construire à Montréal pour desservir Sept-Îles ou vous la recommanderez de la construire à Sept-Îles pour desservir Sept-Îles?

R. Je vous réponds que je planifie le transport, je ne planifie pas la production. Et je prends l'hypothèse, celle que vous m'avez proposée, que c'est un producteur privé qui me demande de raccorder une centrale, moi, je ne regarde pas si elle est thermique ou hydraulique, je la raccorde. Si c'est un thermique, peu importe où est-ce qu'il se trouve, il pourrait se situer... Une centrale, d'ailleurs... Il y a eu des propositions de ce genre-là de raccorder des centrales, des cogénérations ou de la biomasse. Ça peut être situé dans des centres où est-ce qu'on peut produire des copeaux de bois, il va falloir que je le raccorde. Moi, je ne regarde pas quelle est la matière première de l'équipement de production. J'ai besoin de savoir quelle puissance et où est-ce qu'elle va être située.

56 Q. Votre présentation que vous avez faite ce matin à la page 3 indique des interconnexions au service des besoins québécois et des échanges commerciaux. Et je crois que c'est monsieur Gingras qui nous a donné l'exemple de l'ampoule versus le grille-pain, si je me rappelle bien, où il y avait un effet thermique dans l'utilisation. La figure qui est produite à la page 3 de votre présentation est une capacité à zéro degré Celsius. Pouvez-vous indiquer quelle est la capacité maximale en hiver dans le temps le plus froid de l'année?

R. C'est quoi le temps le plus froid de l'année pour

vous?

(14 h 20)

- 57 Q. Est-ce que vous avez des prévisions, chez Hydro-Québec, au niveau planification, particulièrement à vous s'adresse la question, Monsieur Vaillant, lorsque vous achetez, à titre d'exemple, de l'équipement, est-ce que vous planifiez, vos devis techniques indiquent d'avoir le pourcentage de rendement à une température X, moins quarante (- 40), plus quarante (+ 40), ou des températures avec des variables chaud-froid?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Quand on spécifie les conditions de température pour l'achat d'appareillage, on convient qu'on est au Québec puis qu'il peut faire froid et que ces équipements-là doivent aussi oeuvrer dans leur environnement. Ça fait que les équipements sont spécifiés, si on est pour le Grand Nord, jusqu'à moins cinquante degrés C (- 50 °C), les équipements de postes. Je ne sais pas si ça répond à votre question.
- 58 Q. Non, la question : est-ce que les équipements aussi sont conçus pour fonctionner en périodes où il fait plus chaud, parce qu'au Québec, aussi, il fait plus chaud?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Les équipements, comme monsieur Gingras semble garantir, il y a une marge, je veux dire, bon, il faut que le manufacturier, prenons un équipement de transformateur, un transformateur dans une installation, il faut qu'il puisse nous garantir la puissance à une température donnée et que son équipement soit capable de fonctionner dans une certaine marge pour, de température.
- 59 Q. Et quelles sont ces marges-là que vous utilisez?
- R. Ça dépend où est-ce que l'équipement a été installé. Si c'est un poste de transformation qui est situé à Nemiscau ou un autre qui est situé à Boucherville, ce n'est pas tout à fait les mêmes caractéristiques.
- 60 Q. Donc vous n'allez pas utiliser nécessairement dans, le transfo ne va pas avoir besoin des mêmes caractéristiques dépendamment où il est situé dans le territoire québécois, si je comprends bien votre témoignage?
- R. Sans être un spécialiste en équipements, parce que c'est une autre direction qui spécifie les caractéristiques des équipements, je tiens à le mentionner, je pense qu'il y a comme une délimitation. Comme les équipements qu'on installe à Baie Comeau, d'après moi, ils ont une capacité thermique, une capacité à basse température plus élevée que les nôtres, que ceux de la région de Montréal. Mais je ne peux pas vous donner exactement

les marges. Mais on pourrait les donner si vous en jugez nécessaire.

61 Q. Je demande un engagement, qu'on nous indique quelles sont les, avec la permission de la Régie bien entendu, quelles sont les marges qui sont exigées au niveau planification lorsqu'on fait de l'achat d'équipements, de transformateurs ou autres, quelles sont les marges que les rendements doivent être donnés? Et je vous suggère que les marges utilisées sont moins quarante (- 40) plus quarante (+ 40).

R. Non, mais je cherchais à quel endroit qu'on mettait le moins cinquante (- 50).

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je vous ferai remarquer qu'il y a eu un disjoncteur qui a été développé spécifiquement pour Hydro-Québec avec un manufacturier, c'est le disjoncteur Grand Froid, le GFX, qui est pour des applications à moins cinquante degrés Centigrade (- 50 °C).

62 Q. O.K., mais s'il y a des spécificités pour un certain type d'équipement, l'indiquer également, si c'est possible.

LE PRÉSIDENT :

Mais...

M. DANIEL VAILLANT :

R. Peut-être pour fins d'information, Monsieur le

Président, si vous le permettez, les contraintes qu'on a généralement, c'est des contraintes lorsqu'il fait chaud, même à la Baie James il fait chaud des fois. Et ce qu'on fait quand on spécifie un équipement, c'est qu'on veut avoir la capacité de l'équipement à une température, je pense c'est de l'ordre de trente degrés C (30 °C) ou trente-cinq degrés C (35 °C), tout dépendant de si c'est un disjoncteur ou un transformateur.

LE PRÉSIDENT :

C'est juste que, juste là-dessus, c'est que ça me paraît un peu général de demander sur l'équipement.

Me CLAUDE TARDIF :

Sur les transformateurs que je recherche.

LE PRÉSIDENT :

Transformateurs?

Me CLAUDE TARDIF :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Maître Morel, un engagement numéro 14?

Me CLAUDE TARDIF :

L'engagement recherché, Monsieur le Président, est la

capacité maximale hiver-été sur tous les transfos du réseau d'Hydro-Québec.

Me F. JEAN MOREL :

J'ai une réaction vive des témoins.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Non, ce qu'on peut s'engager, c'est de vous dire, quand on fait une spécification, qu'est-ce qu'on demande. Donc on demande-tu une caractéristique à trente-cinq degrés (35?) ou à quarante degrés (40?), est-ce qu'on veut que le manufacturier maintienne cette caractéristique-là, et non pas l'ensemble des caractéristiques des transformateurs.

Donc on va dire, quand on s'en va dans le processus d'appel d'offres, qu'est-ce qu'on demande comme caractéristiques.

Me CLAUDE TARDIF :

Je vais peut-être poser une question additionnelle pour préciser l'engagement.

63 Q. Est-ce que vous êtes capables de nous indiquer la capacité maximale thermique du réseau en été et la capacité maximale thermique du réseau en hiver?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je voudrais mentionner que la capacité du réseau,

elle ne dépend pas seulement de la capacité thermique, on l'a vu ce matin avec ma présentation, la capacité du réseau dépend d'un ensemble de phénomènes. Puis la capacité du réseau, telle qu'on la définit nous autres, c'est la capacité, le réseau a la capacité d'intégrer toutes les centrales de production à la pointe coïncidente. Alors c'est ça qui définit notre capacité du réseau.

- 64 Q. Je vais vous poser la question : votre capacité maximale à la pointe du réseau, elle est généralement dans la période d'hiver, c'est exact?

M. DANIEL VAILLANT :

R. C'est exact.

- 65 Q. Est-ce que cette capacité maximale à la pointe du réseau est capable d'être obtenue en été, est-ce que les équipements permettent, si c'est trente-cinq mille (35 000), est-ce que je peux passer ça dans la pointe d'été, si c'est les besoins, quarante-cinq mille (45 000) en été, est-ce que le réseau le permet de le passer?

R. Il faudrait le vérifier, on n'a jamais fait l'exercice.

- 66 Q. Est-ce que c'est possible, l'engagement que je recherche, c'est lorsque, on nous dit que le réseau est établi sur la pointe maximale l'hiver, où on peut passer, je n'ai pas le chiffre exact, mais est-ce que cette capacité-là sur laquelle on veut nous charger,

est-ce qu'on est capable de la passer en tout temps dans la période de l'année, et notamment l'été, est-ce que le réseau permet même de le passer?

R. Je vous dirais, Monsieur le Président, comme je vous l'ai présenté, on a désigné un réseau pour rencontrer la pointe et il est désigné pour faire ça en fonction de scénarios de production et en fonction de, le reste du temps qu'on a besoin pour intervenir sur le réseau. Maintenant, si monsieur veut me présenter un scénario dans lequel il va me dire où sont les sources de production, ou s'il nous dit : * On prend exactement la situation de charge Québec maximum de pointe d'hiver dans une situation de journée trente-cinq degrés (35?)... +, je ne connais pas les paramètres, on n'a jamais vu ça.

67 Q. Monsieur le Président, la question : si d'un point de vue technique, c'est le planificateur, il a au moins cette compétence-là sur la planification, la question que je pose, il peut prendre un engagement, je ne lui demande pas une réponse aujourd'hui, je veux savoir si son réseau, qu'il a planifié, permet de passer, en tout temps dans l'année, la capacité qu'il dit qu'il peut passer en période d'hiver.

R. Ce qu'on peut fournir, Monsieur le Président, c'est la capacité de transit réelle du réseau, le TTC, capacité totale disponible du réseau, et ce qu'on affiche. Parce que comme on vous a montré tantôt, ce qui n'est pas requis, on l'affiche pour pouvoir,

qu'il est disponible. Si on peut, en tout cas, il y a une partie qu'on connaît sur les parties qui sont disponibles pour des transactions par des usagers tiers.

C'est parce que j'ai, on ne peut pas juste dire, il faut connaître les charges où est-ce qu'elles sont. Le distributeur nous a toujours dit où est-ce qu'étaient les charges dans, c'est quoi, son scénario de pointe. On a des intrants pour faire ça. Ce n'est pas, je n'ai pas d'intrants, je n'ai pas d'hypothèse qui me dit : * Bien écoute, là, en situation, il faut que tu prennes une situation d'été où est-ce que Montréal va être chargée peut-être... +, je ne sais pas, moi, quatre-vingt pour cent (80 %), telle autre poche de charge, îlot de charge ailleurs d'une façon distincte.

Figurez-vous que nous autres, là, on intègre des données qui viennent du distributeur, qui nous dit comment qu'il s'approvisionne, quel est son profil de charge. Et avec ça, on design un réseau pour le rencontrer. La partie la plus contingente de ce processus-là, c'est de rencontrer la pointe. Et tout est fait là-dessus, on n'a pas, écoutez, pour pouvoir dire si on est capables de rencontrer une situation d'été, juste faire l'étude de la pointe, normalement ça prend à peu près entre quatre et six mois. Ça,

c'est l'étude de la pointe, ça, Monsieur le Président.

68 Q. Monsieur Vaillant, selon la capacité thermique du réseau, et vous nous avez dit qu'on peut passer une charge maximale dans le réseau à un moment donné X, votre réseau est construit pour pouvoir permettre ce passage-là de cette puissance-là, si j'ai bien compris votre témoignage?

R. Non, ce n'est pas ça j'ai dit. Le réseau est effectivement désigné pour rencontrer la pointe d'hiver mais ça n'a rien à voir avec la capacité thermique, comme monsieur Gingras vous a dit, il y a un paquet de facteurs qui rentrent en ligne de compte : où sont situées les charges, qui va approvisionner, quel va être le niveau des interconnexions, on s'approvisionne-tu au Québec, on s'approvisionne-tu à l'extérieure, qui va transiter, où sont les profils de charge, quelle est la composition des producteurs privés, de quelle façon Alcan va se comporter?

Il y a tout un élément, c'est, comment je pourrais dire, on ne tire pas ça du placard, ces données-là, on a des intrants qui viennent de différents intervenants et là, aujourd'hui, on me demande :
* Bien, fais donc une hypothèse +. Je ne peux pas en faire, je regrette, je ne peux pas demander à mes planificateurs : * Écoutez, faites un scénario. +

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PANEL 3 - THÈME 2
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Claude Tardif

LE PRÉSIDENT :
Maître Tardif?

Me CLAUDE TARDIF :
Oui?

LE PRÉSIDENT :
C'est que si je comprends bien le témoignage de
monsieur, il n'est pas capable de faire...

Me CLAUDE TARDIF :
Ce que je recherche...

LE PRÉSIDENT :
... de répondre à votre question, donc on ne peut pas
aller plus loin que ça.

Me CLAUDE TARDIF :
... je n'ai pas de, très bien, on ne prendra pas
l'engagement, je vais continuer l'interrogatoire, si
vous permettez.

LE PRÉSIDENT :
On laisse faire l'engagement numéro 14?

Me CLAUDE TARDIF :
Il n'est pas capable de nous le fournir, c'est ce
qu'il nous dit, on verra.

69 Q. Monsieur Vaillant, à partir du moment que vous nous dites qu'il y a une série de facteurs dont on doit tenir compte pour savoir c'est comment qu'on va établir si on est capables de remplir la pointe, hivernale bien entendu, est-ce que un de ces facteurs-là est le fait que cette pointe-là, le moment où on a le plus besoin d'électricité, elle est en hiver, est-ce que c'est un élément que vous en tenez compte?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Pas au niveau des équipements de puissance pour le réseau principal. Pour la capacité dans les réseaux à vocation charge, pour savoir si on va être en surcharge dans les installations qui sont directement reliées sur le réseau de distribution, la réponse est oui. Pour le comportement du réseau principal comme tel, en situation d'hiver, ou qu'on soit en situation d'été, c'est plutôt le nombre d'équipements qu'on a, ce qui est retiré ou non pour fins d'entretien qui va nous préoccuper plus que la température.

70 Q. Pour vous, votre témoignage, le fait que le réseau, parce que ce que j'avais compris, à la base d'une explication, bien entendu à un profane, plus on passait d'énergie et de puissance dans un circuit, plus il s'échauffait; j'avais compris ça, et je me trouvais au moins que j'avais compris quelque chose, et je me disais que, de façon assez * basic +, j'ai

fait l'adéquation que si je suis en hiver, la température extérieure allait me permettre de pouvoir passer plus d'énergie dans le même équipement sans qu'il y ait de surchauffe, et je me disais que ça devait avoir une certaine logique et que moi, si j'étais planificateur, j'en tiendrais compte. Et vous me semblez me dire que vous, j'ai fait fausse route.

R. C'est, dans une situation de réseau d'un milieu urbain simple, vous avez tout à fait raison. Dans une situation comme monsieur Gingras vous a expliquée, où est-ce que la première contrainte n'est pas une contrainte thermique, c'est des contraintes de tension, des contraintes de stabilité. Ça prend des études, des modèles, qui nous permettent de simuler : est-ce que le réseau va être stable ou instable?

Et on est très loin de la limite thermique. Un exemple : une ligne 735 kV peut porter jusqu'à six mille (6000) ampères. On les utilise à deux mille (2000) ampères parce que, si on va plus loin que ça, on dépasse notre limite de stabilité. Donc la première limitation qu'on a sur le réseau principal, c'est des limites de stabilité, mais elles ne sont pas thermiques.

71 Q. Très bien. Je vais demander au niveau des transformateurs qu'on me spécifie les caractéristiques que Hydro-Québec exige de la part de ses fournisseurs, en capacité maximale été-hiver.

LE PRÉSIDENT :

J'ai cru comprendre qu'il y avait plusieurs sortes de spécificités...

Me CLAUDE TARDIF :

Non, à moins que...

LE PRÉSIDENT :

... en fonction des sortes de transformateurs?

R. Bien, vous savez, le transfo, là, on ne design pas le réseau en fonction des transfos, on peut bien fournir les caractéristiques de comment on spécifie le transformateur.

LE PRÉSIDENT :

Mais ce n'est pas un, vous, vous ne voulez pas avoir un document en blanc?

Me CLAUDE TARDIF :

Non, moi, je veux juste avoir...

LE PRÉSIDENT :

Vous voulez avoir des chiffres...

Me CLAUDE TARDIF :

Moi, ce que je veux savoir, est-ce que c'est exact que Hydro-Québec, lorsqu'elle veut avoir des transfos, exige de ses fournisseurs, qu'ils aient une

capacité moins quarante (- 40) plus quarante (+ 40),
qu'elle respecte c'est quoi cette norme-là.

LE PRÉSIDENT :

Ça, je pense que vous êtes capables de répondre à ça.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Bon, alors engagement numéro 14.

Me CLAUDE TARDIF :

Bon?

Me JACINTE LAFONTAINE :

Finalement, le voilà.

Me F. JEAN MOREL :

Monsieur, peut-être pour m'éclairer, moi aussi.

72 Q. Monsieur Vaillant, lorsque vous venez de dire oui
avec un tel empressement à monsieur le président,
c'est * oui, nous spécifions moins quarante (- 40)
plus quarante (+ 40) + ou * oui, nous vous
confirmerons ce que nous spécifions + ?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui, nous allons vous confirmer ce que nous

spécifions.

Me F. JEAN MOREL :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

J'avais bien compris. C'est un engagement.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, c'était pour m'éclairer, moi, j'ai bien dit.

LE PRÉSIDENT :

Vous n'avez pas la grippe, vous, là, vous m'avez dit?

ENGAGEMENT 14 : Confirmer les spécifications
thermiques exigées par les
fournisseurs pour les
transformateurs.

Me CLAUDE TARDIF :

- 73 Q. Au niveau de la planification, est-ce que vous tenez compte, dans l'élaboration, des pertes résistives, des pertes capacitives, des pertes inductives et des pertes par effet de courant?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui.

Me CLAUDE TARDIF :

Pour une fois que j'avais une réponse * oui +,
c'était correct, j'étais prêt à vous dire un
* Bravo! +.

(14 h 35)

74 Q. La ligne à courant continu, si j'ai compris votre témoignage, Monsieur Vaillant, il y a moins de pertes?

R. Non, je vous ai induit, j'ai induit le monde en erreur, il n'y a pas moins de pertes. J'espérais que vous posiez la question pour que je puisse me rétracter.

75 Q. Vous avez voulu... C'est-tu traquenard?

R. Absolument pas.

76 Q. C'est pour voir si je suivais.

R. J'avais un autre cas dans la tête.

77 Q. O.K.

R. Mais je n'ai aucun problème à dire que ce n'est pas une question de moins de pertes, c'est à peu près équivalent.

78 Q. Ça vient de couper au moins deux questions. Votre fameux tableau à la page 3 de votre présentation, si j'ai bien compris ça également, établissait ce que l'on peut, c'était la puissance au niveau des interconnexions possibles?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui.

- 79 Q. Lorsqu'on est, exemple, à New York ou Nouvelle-Angleterre, j'aimerais que vous nous spécifiez clairement c'est où la frontière. Comment que ça se fait une transaction avec les États-Unis?
- R. Je ne sais pas si on doit le traiter à ce panel-là. Vous voulez avoir la transaction physique, le point de mesure?
- 80 Q. Je vais vous dire bien honnêtement, lorsque vous avez fait une présentation, puis je vais vous retrouver la page dans votre cahier, ça ne sera pas bien long, la page, HQT-3 document 1 pages 20, 23. Vous indiquez, je dis * vous + parce que je ne sais pas lequel des deux, je suis à la ligne 13 :

Les frontières du réseau de transport sont représentées schématiquement à la Figure 3 et sont conformes aux dispositions contenues dans la Loi sur la Régie de l'énergie.

Je veux bien. O.K. Ça va jusque-là.

Du côté production, la limite du réseau de transport est fixée à la borne basse tension du premier niveau de transformation requis pour élever, à la tension de transport, la tension de la puissance électrique générée par

les groupes alternateurs. Cette limite inclut les unités de transformation qui procèdent à l'intégration de ces groupes puisque leurs besoins et leurs caractéristiques sont justifiés par la fonction Transport.

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

Et, là, plus loin, on va arriver du côté de la distribution qui se situe à la page 22. On dit ceci :

Du côté distribution, la limite du réseau de transport est fixée au départ d'artères des postes de transport à caractère régional. Cette frontière représente le point de livraison de l'électricité au distributeur, selon ses besoins et ses

exigences. De là partent ensuite les circuits de distribution pour innerver les zones de charge à desservir.

Et, là, j'essayais de comprendre ça avec votre tableau de la page 3 et votre dernier tableau des frontières, là, qui se situait à la page 4, plus particulièrement dans le cadre d'une transaction avec les États-Unis. Et plus particulièrement, j'aimerais savoir parce qu'on a eu, et vous verrez dans la preuve de notre expert, monsieur Roberge, qui n'est pas encore déposée mais qu'on peut utiliser...

Me F. JEAN MOREL :

Auquel cas ça vaut ce que ça vaut.

Me CLAUDE TARDIF :

Mais si on présuppose que ce panel-là n'a pas fait de commentaires négatifs, on peut estimer que là-dessus il ne trouvait rien à redire.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Moi, je pense qu'il est temps que tout le monde s'en aille en fin de semaine de Pâques.

Me CLAUDE TARDIF :

81 Q. On arrive à l'article de *Hydro-Presse* où, là, on décrit une façon de facturer ou de faire une

transaction avec les États-Unis. Ce que je veux savoir, est-ce que vous êtes à même de nous confirmer c'est qui qui prend la transaction en charge au niveau des interconnexions? C'est la perte aux États-Unis, il y a une perte qui est du côté des États-Unis, il y a une perte du côté du Québec. Qui qui paie pour la perte des États-Unis? Qui qui paie pour la perte du Québec? Est-ce que vous êtes à même de nous confirmer ça?

M. MICHEL ARMSTRONG :

- R. Concernant les transactions au-delà des frontières du Québec, la transaction se fait à la frontière géographique du Québec. Dans certains cas, nous avons des instruments de mesure à la frontière. Dans d'autres cas, les instruments de mesure sont soit en amont, soit en aval, et les pertes sont calculées à la frontière. Et les pertes qui sont sur le territoire du Québec sont calculées au Québec et les pertes qui sont sur le territoire externe au Québec sont calculées dans le territoire concerné.
- 82 Q. Donc, si l'interconnexion est située totalement en territoire américain, la perte sera totalement du côté américain? Les interconnexions ne sont pas nécessairement toutes en territoire québécois.
- R. Non, toutes les interconnexions ont une partie américaine et une partie québécoise puisque ça, par définition, ça traverse une frontière.

- 83 Q. Bon. Ce que je vous pose comme question, c'est, comment on va... la partie, là, la partie de perte, parce que, moi, ce que j'en comprends, puis peut-être, vous me corrigerez, il y a une partie de perte qui se situe dans l'interconnexion située au Québec et il y a une partie de perte qui se situe dans l'interconnexion située l'autre côté de la frontière, que je situerais de l'ordre de deux pour cent (2 %) aux États-Unis ou de deux pour cent (2 %) ou de un pour cent (1 %), peu importe, il y a un pourcentage qui est attribué à cette perte-là, c'est exact?
- R. Exact. Ces calculs sont faits en fonction de la localisation et d'une partie de réseau.
- 84 Q. Quand je dis * exact +, ce n'est pas sur le pourcentage de perte, ne vous levez pas pour rien, c'est sur, peu importe le pourcentage, il y a un pourcentage de perte aux États-Unis puis il y a un pourcentage de perte, de quelque nature, le montant ne m'intéresse pas pour les fins de ma question, c'est qu'il y a un pourcentage qui se fait aux États-Unis puis il y a un pourcentage qui se fait au Québec. C'est ça l'objectif. Ce que je comprends de votre témoignage, c'est la partie de perte dans la partie de l'interconnexion qui est située aux États-Unis va être assumée par le réseau américain?
- R. Exact.
- 85 Q. Et l'autre partie par notre réseau?
- R. Par la transaction du réseau québécois, oui.

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Peut-être au point de vue complémentarité à la réponse. La perte se calcule et l'attribution de cette perte-là dépend de la transaction commerciale à laquelle elle est attribuée.
- 86 Q. Pouvez-vous être plus spécifique quand vous dites ça parce que je ne comprends pas votre réponse?
- R. Il y a des transactions, j'étais pour dire, il y a des contrats grands-pères.
- 87 Q. Hum, hum.
- R. Et dans ces contrats grands-pères là, c'est spécifié de quelle façon on traite les pertes. Donc, la perte se calcule de la façon d'attribuer dépend du contrat dans lequel il est signé.
- 88 Q. Donc, Monsieur Vaillant, juste pour terminer là-dessus. Monsieur Vaillant. Donc, pour savoir le calcul de la perte, il faut que je connaisse les termes du contrat?
- R. Non.
- 89 Q. Non? C'est une formule que l'on connaît comment?
- R. Bien, ça, c'est une formule mathématique. On peut vous la fournir si vous voulez.
- 90 Q. O.K. Elle est applicable, elle est connue et sue de tout le monde?
- R. Oui.
- 91 Q. Est-ce qu'on peut avoir cette formule-là?
- R. Pour quelle interconnexion?
- 92 Q. L'ensemble des interconnexions.

M. MICHEL ARMSTRONG :

R. En fait, le calcul des pertes se fait que ce soit sur une interconnexion ou à l'interne du réseau, c'est une fonction mathématique électrique connue, publiée, et caetera. C'est toujours les mêmes fonctionnalités, fonctions mathématiques qui font le calcul des pertes. Ce qui est vrai dans ce que monsieur Vaillant mentionne, c'est que dans le cas de certains contrats grands-pères très vieux, ces pertes-là étaient faites sur une base estimée en pourcentage plutôt que de faire un calcul précis exact en fonction du calcul mathématique. Donc, dans certains cas, pour des contrats datant de plusieurs années, les pertes étaient tout simplement estimées à un pourcentage ramenées toujours à la frontière géographique. Dans d'autres cas, c'est une fonction mathématique, calcul en fonction des équipements qui sont branchés sur la partie du réseau.

93 Q. Moi, j'en étais sur la question des contrats grands-pères. Est-ce que j'avais tort de dire que ça me prend le pourcentage dans le contrat pour savoir le pourcentage de pertes parce qu'il est particulier à chaque contrat grand-père?

R. Exact.

94 Q. Bon. Donc, est-ce que c'est possible, est-ce que c'est confidentiel ou est-ce que c'est possible d'avoir ces taux de pertes-là?

M. DANIEL VAILLANT :

R. On peut vérifier.

LE PRÉSIDENT :

Alors engagement numéro 15. Vous allez vérifier si...

Me F. JEAN MOREL :

On va s'engager, oui, à vérifier si c'est possible de donner cette information-là. Le taux des pertes des contrats grands-pères. C'est ça qu'est l'engagement du témoin. Je ne peux pas aller plus loin, moi, au nom des témoins.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais je me demandais si vous étiez pour vous mettre à réciter parce que ce n'est pas facile des fois.

Me F. JEAN MOREL :

Oui, des fois, j'ai intérêt parce que quand on relit le lendemain, on ne sait pas à quoi on s'est engagé.

M. DANIEL VAILLANT :

R. On pourrait suggérer, Monsieur le Président, de ramener cette information-là au moment où est-ce qu'on va... il y a tout un thème sur les pertes, donc amener l'information à ce moment-là.

LE PRÉSIDENT :

Non, mais si vous êtes capable de la fournir
l'information.

Me CLAUDE TARDIF :

En termes de planification, il doit en tenir compte
certainement les taux de pertes.

M. DANIEL VAILLANT :

- R. En termes de planification, on vérifie les données
qu'on a actuellement, ce que vous avez demandé,
qu'est-ce qui est indiqué dans le contrat. On va
vérifier si on peut sortir cette information-là du
contrat et si on peut la sortir d'ordre public. C'est
ça qu'on va vérifier, Monsieur le Président.

Me CLAUDE TARDIF :

L'objectif, là, au-delà de tout ça, ce que je veux
savoir en bout de ligne, c'est qui qui la paie.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Je pense qu'il y a beaucoup de confusion quand on
parle de perte. On a la frontière ici avec tout
l'ensemble des interconnexions. Ce qui a été
mentionné, c'est que ce qui était au Québec, ici, ça
appartient au Québec, ces pertes-là, toutes les
pertes du réseau internes ici, ce sont les pertes qui
sont évaluées pour le réseau québécois. Si on regarde

les transactions en particulier, pour une transaction en particulier ici, étant donné que tout est évalué à la frontière, il y a une estimation qui est faite pour évaluer la partie de ligne ici jusqu'à la frontière, combien de pertes qu'on a. Ça, c'est évalué pour réaliser tous les programmes journaliers puis tous les échanges. Ça fait que, ça, c'est d'une part. Ça, c'est certaines formules, là, qui tiennent compte de la perte locale. Je ne sais pas si c'est ça que vous appelez les pertes d'interconnexions. Les pertes d'interconnexions elles-mêmes, on va en discuter, je pense, abondamment dans un thème spécifique à ça.

- 95 Q. Il y a cette question-là, Monsieur Gingras, qui est calculée dans le taux de perte de l'interconnexion mais, ça, c'est une autre question que mon expert le couvre, monsieur Roberge, moi, la question que je veux savoir, dans vos... parce que vous m'avez amené une notion de contrat grand-père, ce que je veux savoir, c'est quoi les taux de perte puis c'est qui qui la paie pour avoir un dossier complet, puis on fera l'argumentation en conséquence.

Me F. JEAN MOREL :

Parfait.

ENGAGEMENT-15 : Vérifier les taux de perte et qui la paie.

Me CLAUDE TARDIF :

- 96 Q. À la page 3 de votre présentation, est-ce que, quand vous nous parlez de la production possible, est-ce que c'est exact de dire qu'il y a une partie puissance et une partie énergie au niveau de la production comme telle?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Non.

- 97 Q. Non. C'est uniquement de la puissance qu'on produit?

R. Bien, nous autres, on ne produit rien, on transporte.

- 98 Q. Non, mais lorsque vous nous parlez que vous vous reliez, vous, à la production, dans la production, là, est-ce qu'il y a une partie puissance et une partie énergie chez Hydro-Québec?

R. Pour Hydro-Québec?

- 99 Q. Oui.

R. J'espère.

- 100 Q. Bon. Donc, en termes de producteur, lorsqu'il calcule ses coûts de production, il tient compte d'une partie puissance et une partie énergie, est-ce que c'est exact de dire ça?

Me F. JEAN MOREL :

En fait, le témoin est de TransÉnergie, il n'est pas Hydro-Québec Production.

LE PRÉSIDENT :

Objection maintenue.

Me CLAUDE TARDIF :

101 Q. En termes de transport, Monsieur Vaillant, est-ce exact de dire qu'il a déjà été utilisé dans l'établissement des tarifs à Hydro-Québec, au niveau transport, de facteurs d'utilisation au niveau puissance et énergie? Vous ne le savez pas?

R. Moi, je ne le sais pas.

Me F. JEAN MOREL :

Est-ce que vous êtes sûr que vous voulez poser cette question-là au témoin? Vous ne pouvez pas attendre la tarification? Vous-mêmes vous avez mis...

Me CLAUDE TARDIF :

102 Q. Je fonctionne avec le fait que certaines mentions se retrouvent dans ce panel-là, donc je l'utilise. À la page 20, ce n'est pas le panel 5, je ne sais pas si c'est Hydro-Québec ou TransÉnergie quand vous avez produit ça, mais en tout cas, vous parlez de caractéristique de la production. Je ne sais pas si vous savez rien quand vous dites ça mais, moi, j'avais compris que, au moins, vous saviez ce que vous écrivez là et je voyais qu'il y avait un facteur d'utilisation, et un facteur d'utilisation, moi, le peu que j'en avais compris dans le 3398, c'est qu'on

avait une composante énergie puis une composante puissance. Est-ce que je me trompe?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Vous ne vous trompez pas. Les données qui sont produites ici sont soit du domaine public ou j'ai demandé aux producteurs si je pouvais les produire.
(14 h 50)

103 Q. Est-ce que, avant aujourd'hui, on a déjà parlé de puissance et énergie en termes de conception, de planification du réseau, transport?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Quand on conçoit le réseau de transport, la capacité est essentiellement déterminée avec la puissance.

104 Q. Donc on parle de conception, c'est exact?

R. Conception et exploitation, les limites du réseau de transport que l'on a au centre de conduite sont exprimées en termes de puissance. Et les limites aussi qu'on peut voir sur Oasis pour les transactions sont exprimées en termes de puissance.

105 Q. Et lorsque vous témoignez que * on ne parlait qu'en termes de puissance +, est-ce exact de dire que vous ne pouvez témoigner si, en termes de tarification et d'allocation des coûts des tarifs de transport, on ait jamais utilisé, à Hydro-Québec, la composante énergie et puissance?

R. Ce n'est pas de mon domaine de compétence.

- 106 Q. Très bien. Lorsque vous avez, Monsieur Gingras, présenté notre expert et certains passages de l'expertise soumise par notre expert, est-ce exact de dire que l'expertise de monsieur Co Pham a été annoncée comme étant une expertise sur le thème * Tarification de transport, allocation des coûts et tarifs de transport + ?
- R. C'est exact. Je voudrais quand même ajouter que toute la démonstration partait d'une prémisse de conception de transport, c'est pour ça qu'on a fait la mise au point.
- 107 Q. On aura la chance d'entendre monsieur Co Pham. À la page 16 de votre document HQT-3, document 1, à la ligne 8, vous nous indiquez :

La liaison Radisson-Nicolet a été planifiée pour répondre aux besoins internes du Québec tout en permettant de tirer profit des occasions d'affaires sur les marchés américains. Elle remplace en effet un projet à 735 kV qui aurait de toute façon été réalisé afin d'intégrer, au réseau de transport, la production de la centrale LG-2-A et de pourvoir aux besoins internes du Québec.

Ce matin, Monsieur Vaillant, vous avez même ajouté...

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Excusez-moi, on ne trouve pas la référence.
- 108 Q. HQT-3, document 1, page 16. Si vous pouvez lire les lignes 8 à 13, je ne les relirai pas. Et vous avez même ajouté ce matin que vous, ça a été construit pour la pointe, pour satisfaire la pointe, les besoins de la pointe ici, au Québec?
- R. Exact.
- 109 Q. Et vous avez même ajouté qu'il y avait différents scénarios qui avaient été étudiés, c'est exact?
- R. C'est exact.
- 110 Q. Est-ce que, Monsieur le Président, on peut avoir une copie des différents scénarios qui avaient été utilisés à ce moment-là?
- R. Monsieur le Président, c'est un actif déjà installé, déjà réputé acquis, en tout cas, qui est installé là. Et de plus, les différents scénarios qui ont été présentés dans le temps, je ne sais pas s'ils sont encore disponibles.
- 111 Q. S'ils le sont, est-ce qu'on pourrait en avoir une copie?
- R. Monsieur le Président, vous avez aussi, qui a été déposé en preuve, la recommandation du projet, qui justifie la justification de ce projet-là.
- 112 Q. Je n'en suis pas sur la recommandation, j'en suis sur votre témoignage où vous avez annoncé qu'il y avait différents scénarios, et je vous demande si c'est possible, s'ils existent, de nous les produire.

- R. Nous allons vérifier s'ils sont encore existants.
- 113 Q. Et s'ils sont existants, j'aimerais en avoir une copie.

LE PRÉSIDENT :

Alors c'est l'engagement numéro 16.

- R. J'aimerais savoir, Monsieur le Président, est-ce qu'on va devoir vérifier tous les projets de ligne qu'on a?

LE PRÉSIDENT :

Écoutez, Monsieur Vaillant...

Me F. JEAN MOREL :

Non, allez-y, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

... je vous demande... bon, je pense vous avez compris.

Me F. JEAN MOREL :

Moi, j'allais juste vous dire que c'est regrettable qu'une question de ce genre-là n'a pas été posée lors des deux rondes de demandes de renseignements. C'est bien beau les engagements, on en fait, on les prend avec un grain de sel, des fois mi-sérieux mi-badins, mais il y a bien des choses qui auraient pu être demandées dans les deux rondes de renseignements

qu'on a eues puis qu'on a longuement débattues ici.
Et quand on arrive lorsque le témoin est là puis
qu'on se remet à creuser, je ne pense pas que c'est
la façon la plus efficace de mener ces audiences-ci.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, le seul commentaire, c'est
monsieur qui a témoigné ce matin et qui a annoncé
qu'il y avait eu des scénarios qui avaient été
utilisés, évalués, ce n'est pas nous qui a amené ça
en preuve, c'est sa preuve, c'est son témoignage, et
en contre-interrogatoire, il me semble que je suis en
droit, pour pouvoir interroger adéquatement le
témoin, de voir, simplement, ce n'est pas nous qui a
amené ça, ce n'est pas nous qui veut l'élargir, mais
si eux, ils nous mettent des choses, bien ils vont
vivre avec les conséquences de ce qu'ils font.

Me F. JEAN MOREL :

Mais de l'extrait de la preuve même que vous avez
lue, il était évident que ça remplaçait un projet de
735 kV, c'était su bien avant.

LE PRÉSIDENT :

Mais, excusez, avez-vous une autre question?

Me CLAUDE TARDIF :

Oui, est-ce qu'on peut avoir un engagement que s'ils

sont disponibles...

LE PRÉSIDENT :

C'est l'engagement numéro 16.

Me CLAUDE TARDIF :

Merci.

ENGAGEMENT 16 : Fournir, si disponibles, les scénarios étudiés eu égard à la construction de la liaison Radisson-Nicolet

Me CLAUDE TARDIF :

114 Q. Est-ce que, Monsieur Vaillant, à votre connaissance, il y avait, c'est parce que cette ligne-là de courant continu et les équipements qui y sont rattachés, vous nous avez dit qu'elle sert la pointe. À notre connaissance, n'est-il pas exact que depuis sa construction, en tout cas à tout le moins pendant un certain nombre d'années, elle n'a pas servi la pointe, il n'y a pas eu de, on ne l'a pas utilisée pour servir la pointe?

R. C'est faux.

115 Q. C'est faux? Pouvez-vous nous indiquer, au cours, depuis sa construction, son pourcentage d'utilisation pour servir la pointe?

R. Moi, ce que je peux vous dire, c'est que de façon

annuelle, à chaque fois qu'on a rencontré la pointe, on a rapatrié la production sur Nicolet.

- 116 Q. Et si je vous disais que ça représente en-deça de un pour cent (1 %), est-ce que vous êtes d'accord avec ça?

Me F. JEAN MOREL :

Un pour cent (1 %) de quoi, pouvez-vous être plus précis? On vient de dire que c'est cent pour cent (100 %) à la pointe. L'utilisation à la pointe, ça a été à toutes les pointes.

Me CLAUDE TARDIF :

Vous faites un bon témoin, Maître Morel.

- 117 Q. Ce que je veux savoir de votre témoin, est-ce qu'il peut nous fournir le pourcentage d'utilisation de la ligne, elle est utilisée cent pour cent (100 %) du temps, la ligne Radisson à courant continu, quel pourcentage de son utilisation a servi à combler la pointe, c'est ça que je veux chercher.

M. DANIEL VAILLANT :

- R. On va vérifier et je pensais qu'on l'avait déjà déposé quand est-ce qu'on avait utilisé l'interconnexion pour Nicolet.

- 118 Q. Autrement dit, combien d'heures vous l'avez utilisée pour servir la pointe sur l'ensemble de la disponibilité annuelle, mille je ne sais pas trop

combien d'heures par année?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Moi, je ne suis pas expert, Monsieur Tardif, mais je vais quand même intervenir, là. Le niveau de question que vous posez, je suis capable d'y répondre : un équipement de pointe, ça sert à la pointe; et la pointe, c'est, par définition, un nombre d'heures très limité dans le temps. Donc c'est un petit pourcentage sur huit mille sept cent soixante (8760) heures.

On a la fine pointe qui peut être définie comme une heure, on a la pointe, peut-être de façon plus stable, on utilise trois cents (300) heures comme référence, n'importe quel équipement de pointe, ligne ou poste ou équipement de production de pointe...

119 Q. Mais, Monsieur Bastien, moi, on va poser la question à l'inverse...

R. ... c'est deux...

120 Q. ... combien de temps qu'elle a été utilisée pour les exportations, en tout temps? Parce que la ligne, là, on ne l'utilise pas juste une heure ou deux dans l'année, on l'utilise...

M. DANIEL VAILLANT :

R. Et je vous dirais que plus je vais être capable d'utiliser le réseau d'Hydro-Québec pour pouvoir

apporter des revenus additionnels et baisser la facture au Québec, on va tenter de le faire.

121 Q. Mais la question que je vous pose, vous nous avez mentionné...

LE PRÉSIDENT :

Ce n'est pas ça la question, Monsieur Vaillant. Essayez donc de répondre à la question.

R. J'essaie de la comprendre, Monsieur le Président.

LE PRÉSIDENT :

Bien oui, mais ce n'est pas compliqué.

Me CLAUDE TARDIF :

122 Q. Monsieur Vaillant, ce que je pose comme question, vous nous avez mentionné que pour vous, selon les connaissances que vous en avez, votre connaissance personnelle, cette ligne-là a été construite pour satisfaire la pointe, c'est exact?

R. Puis-je vous lire...

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

R. Puis-je vous lire...

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

R. Puis-je vous lire la recommandation qui a été déposée en preuve, s'il vous plaît?

125 Q. Non, ça ne m'intéresse, j'ai arrêté la question, arrêtez de répondre.

LE PRÉSIDENT :

Maître Tardif, je pense que le témoin, de toute évidence, n'est pas habitué avec les tribunaux. On va lui donner la chance de s'habituer...

Me CLAUDE TARDIF :

Et je vais poser la question...

LE PRÉSIDENT :

... vous, vous êtes habitué, je vous demande aussi de faire preuve de patience.

Me CLAUDE TARDIF :

Très bien, je vais faire preuve de patience, je vais reformuler la question.

LE PRÉSIDENT :

Je pense qu'il y a moyen d'avoir des informations de part et d'autre dans un calme relatif.

R. Allez-y.

LE PRÉSIDENT :

Mais répondez, écoutez les questions puis essayez d'y répondre, du mieux que vous pouvez puis quand vous ne pouvez pas, vous dites : * Je ne peux pas y répondre. + C'est aussi simple que ça. Des fois, je vous écoute puis je me dis : * Je pense qu'il n'est pas capable de répondre à ça puis il ne le dit pas. +

C'est parce que ça a l'air d'être complexe, votre domaine, d'après ce que vous nous dites, puis des fois, vous avez besoin de plus d'intrants que ce qui est dit là. Mais expliquez-nous, puis ce n'est pas compliqué, mais allez-y d'une façon simple puis on va vous comprendre.

R. Donc ma réponse va avoir deux volets. Ça a été planifié pour répondre à la pointe, comme il a été déposé en preuve avec la recommandation * Projet Radisson-Nicolet-Des Cantons +, que :

... à partir de dix-neuf cent quatre-vingt-douze (1992), la ligne à courant continu servira lorsque requis pour les besoins du Québec, entre autres à la pointe d'hiver et rapatrié sur le réseau Hydro-Québec, l'énergie de la centrale LG-2-A.

Et factuellement, on l'a fait aussi.

Me CLAUDE TARDIF :

126 Q. Monsieur Vaillant, est-il exact de dire que, en termes d'heures d'utilisation de la ligne à courant continu, c'est un pourcentage ou un nombre minime d'utilisation qui sert pour la clientèle québécoise?

R. Je ne peux pas qualifier.

127 Q. Est-ce que vous pouvez nous donner le nombre d'heures

d'utilisation de la ligne à courant continu pour la clientèle québécoise?

R. Oui.

128 Q. Est-ce que c'est possible, vous l'avez avec vous ou vous voulez prendre un engagement de nous le fournir?

LE PRÉSIDENT :

Mais est-ce que ce n'était pas l'engagement numéro 17, ça?

Me CLAUDE TARDIF :

Si on l'a pris.

129 Q. Très bien, vous allez nous le fournir?

ENGAGEMENT 17 : Indiquer le nombre d'heures d'utilisation de la ligne à courant continu pour la clientèle québécoise, et ce annuellement

Me F. JEAN MOREL :

Voyez-vous, le problème, là, c'est qu'on veut faire dire au témoin avant : * N'est-ce pas vrai que c'est un nombre minime? + En toute justice, Monsieur le Président, pour le témoin, que vous avez très bien conseillé tantôt, il y a des, de la façon que les questions sont posées, on tente de prouver un point plutôt que d'obtenir des faits.

LE PRÉSIDENT :

Mais c'est quand même un témoin qui a une compétence dans le domaine, la frontière entre le fait...

Me F. JEAN MOREL :

Entre minime, peu et beaucoup.

LE PRÉSIDENT :

Non, le fait et l'appréciation. D'ailleurs, dans son témoignage en chef, il a donné des appréciations aussi. On va continuer, Maître. Allez-y, Maître Tardif.

Me CLAUDE TARDIF :

Oui, je vais terminer sur ça.

130 Q. Sur, parce que vous, vous avez bien mentionné que cette ligne-là a été construite pour les gens du Québec, si je vous dis que c'est inexact que cette ligne-là a été construite, parce que les Américains voulaient une sécurité pour qu'on puisse continuer à vendre aux États-Unis, est-ce que vous maintenez votre témoignage?

R. Je maintiens ce qui a été écrit dans les recommandations qui ont justifié la ligne, avant que moi, je sois en poste.

131 Q. O.K., donc vous n'avez pas de connaissance personnelle pour dire quelle justification, vous ne faites que vous en remettre, quand vous témoignez que

ça a été justifié pour la clientèle québécoise, ce n'est pas une connaissance personnelle, vous tirez ça de la recommandation, c'est ce que je comprends?

R. C'est exact.

132 Q. Vous n'étiez pas là quand ça a été décidé?

R. Non.

133 Q. Et, dernière question, vous indiquez qu'il y avait un, qu'elle a été faite en remplacement d'un projet, d'un autre projet, il y avait deux projets, c'était quoi les différences entre les deux projets?

R. Principalement, on parlait d'une sixième ligne. Je vais laisser monsieur Gingras vous expliquer le détail.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Pour l'intégration de la centrale LG-2-A, on avait prévu déjà d'intégrer ça avec une, on avait déjà cinq lignes de complétées pour l'intégration de La Grande - phase I, et on voulait ajouter une sixième ligne à 735 kV sur le réseau d'Hydro-Québec pour intégrer la centrale LG-2-A. On avait aussi de prévu d'augmenter la capacité d'une interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre à partir du poste Des Cantons. Ça fait que c'est deux éléments qui étaient prévus à ce moment-là à cette époque.

134 Q. Lorsqu'on a établi qu'on allait utiliser la ligne à courant continu, est-ce exact de dire, ou pouvez-vous nous indiquer, je vais enlever * est-ce exact + parce

que ça peut fatiguer, on va mettre ça plus large, est-ce qu'il y avait, selon vous, des solutions moins coûteuses pour satisfaire la pointe québécoise?

R. La solution à 735 kV elle-même, c'était une solution moins coûteuse.

135 Q. Mais de faire une ligne à courant continu, est-ce qu'il y avait, on n'aurait pas pu trouver une autre solution pour satisfaire la pointe, qui était moins coûteuse?

R. Pardon?

136 Q. Est-ce qu'on aurait pu trouver une autre...

R. Que la ligne à 735 kV?

137 Q. Oui.

R. Non, c'est ça, bien c'est ça qui était de l'avant, c'était la solution qui était retenue à l'époque.

138 Q. Et qui était, selon ce que vous nous dites, la moins coûteuse, il n'y en avait pas d'autre de moins coûteuse?

R. Bien, c'est ça qui avait été retenu, c'était la solution la plus avantageuse.

(15 h 5)

139 Q. À votre connaissance, est-ce que vous savez le coût que ça l'a coûté la ligne en courant continu. Si je lance un chiffre plus d'un milliard, est-ce qu'on est dans ces figures-là?

R. Ça serait un... Je n'ai pas la précision du chiffre, là, mais on a un prix dans la recommandation. Je n'ai pas le détail du coût que ça l'a coûté.

140 Q. Et si je vous disais qu'elle est utilisée pour la clientèle québécoise selon la confirmation qu'on aura avec la précision, mais pour un pourcentage d'une faible proportion pour la clientèle québécoise, est-ce qu'il n'y avait pas une autre solution moins coûteuse qu'un milliard pour satisfaire cette pointe-là québécoise?

R. Je vous ferai remarquer que toutes les installations du réseau de transport contribue à la pointe, tout l'ensemble des dix-sept milliards d'actifs. Là-dedans, chacun dans sa mesure est utilisé pour une partie de la pointe aussi. Il n'y a pas seulement la ligne à courant continu. Ça fait que c'est...

141 Q. Oui, mais la ligne à courant continu est arrivée après que le réseau avait une certaine envergure, ce n'était pas la première ligne qui a été construite, là?

R. C'était la sixième ligne sur le réseau de la Baie James.

142 Q. Est-ce qu'on a envisagé au niveau planification une autre ligne à courant, au lieu de l'avoir à courant continu, qu'on soit à courant alternatif?

R. On l'a mentionné précédemment, on avait envisagé une ligne à 735 kV.

143 Q. Et est-ce que la ligne à courant continu versus la ligne à courant alternatif, l'exigence d'aller à courant continu était une exigence américaine?

R. Ça l'a été notre choix à la fois pour intégrer la

centrale LG2A au réseau québécois pour rencontrer la demande de pointe et pour rencontrer aussi les objectifs commerciaux qui était un contrat avec la Nouvelle-Angleterre.

144 Q. Est-ce exact de dire que la norme américaine exigeait que ce soit à courant continu?

R. Ce n'est pas une norme américaine qui a exigé le courant continu. Les Américains ne nous ont jamais rien exigé en particulier en termes de technologie. Ça a toujours été notre choix.

145 Q. O.K. Donc...

R. C'est notre choix... Pardon. Laissez-moi terminer! Ça l'a été notre choix. Ce qui est arrivé à ce moment-là, c'est qu'on avait prévu, comme je vous l'ai mentionné, une expansion de l'interconnexion à partir du poste des Cantons. Et ce n'est pas une norme américaine. C'est notre passé qui nous suivait. On avait un lourd passé en termes de fiabilité du réseau d'Hydro-Québec. On avait déjà cumulé plusieurs pannes générales à notre actif. Et vu des Américains, ça le mettait en danger si on perdait l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec, l'ensemble des interconnexions simultanées. Ça aurait pu mettre en danger la fiabilité de tout le Nord-Est des États-Unis. Ça fait que tout simplement, si on n'avait pas rencontré cette exigence-là, il n'y aurait pas eu de transactions.

146 Q. Autrement dit, si je comprends bien votre témoignage, c'est, pour faire en sorte que le réseau américain,

la partie Nord-Est du réseau américain soit protégée contre une perte globale ou on perd ce réseau-là, on a fait en sorte de se mettre sur une ligne à courant continu pour sécuriser le réseau américain?

R. On a choisi une technologie qui était compatible aux deux objectifs, de transporter sur le réseau québécois la centrale LG2A et de réaliser une entente commerciale.

147 Q. Je n'aurai pas d'autres questions, mais juste vérifier, là. Je me fie à ma collègue qui a pris votre témoignage correctement. On aurait dit, vous auriez dit un des deux que cette ligne-là servait à rapatrier l'énergie de LG2A pour les Québécois?

R. Ligne qui sert à transporter de l'énergie à partir de La Grande jusqu'à Nicolet lorsqu'on en a besoin en périodes de pointe. Le terme rapatriement, ça veut tout simplement dire, c'est la technique qui est faite à ce moment-là. Si on est en périodes de ventes et qu'on en a besoin, tout simplement, on réduit les ventes pour pouvoir tout injecter cette puissance-là à Nicolet.

148 Q. J'ai une question sur le témoignage, puis j'ai terminé. Ça va être très court. Lorsque, Monsieur Vaillant, vous avez mentionné que le Témiscamingue pouvait être alimenté, je pense, par l'Ontario, hein, je suis correct jusque-là, la question que je me pose, d'un point de vue conceptuel, je prends l'énergie de l'Ontario, comment se fait la charge de

transport, là, comment se calcule le transport, je vais chercher mon énergie en Ontario, est-ce que c'est un échange entre le réseau ontarien et TransÉnergie, comment se calcule tout ça? Est-ce que vous vous chargez du transport entre... inter-réseau?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Je ne suis pas au fait des transactions commerciales. La base commerciale actuelle, je ne la connais pas, là. C'est factuellement, là, nous autres, sans parler de la partie commerciale, on injecte de la puissance du côté Ontario puis, eux autres, ils nous réinjectent, nous le retournent en Abitibi.

M. MICHEL ARMSTRONG :

R. En fait, on vous a expliqué que le réseau n'est pas synchrone. Donc, ce que l'on fait, c'est dans le bas de l'Outaouais, on prend des centrales que l'on connecte au réseau ontarien et on calcule la puissance qui est injectée à cette partie-là du réseau ontarien. Et au nord, en Abitibi, il y a des centrales du réseau ontarien qui sont connectées au réseau québécois et la quantité équivalente de puissance, en tenant compte bien sûr des pertes que vous avez mentionnés tantôt équivalent est injectée au réseau québécois.

149 Q. Donc...

R. Cette partie-là du réseau.

150 Q. Donc, d'un point de vue réseau de transport, on doit tenir compte du point d'entrée où on injecte la puissance et du point de sortie où on la livre?

R. Exact.

151 Q. O.K. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que ça termine votre contre-interrogatoire?

Me CLAUDE TARDIF :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

Alors, nous allons prendre une pause jusqu'à trois heures vingt-cinq (3 h 25).

SUSPENSION DE L'AUDIENCE 15 h 10

REPRISE DE L'AUDIENCE 15 h 25

Me ÉRIC FRASER :

Avec votre permission, un simple petit commentaire.
Option consommateurs n'aura pas de questions additionnelles.

LE PRÉSIDENT :

D'accord. Merci. Monsieur Dagenais, vous prévoyez combien de temps?

M. RICHARD DAGENNAIS :

Au plus une quinzaine de minutes, Monsieur le
Président.

LE PRÉSIDENT :

O.K.

M. RICHARD DAGENNAIS :

Est-ce que je peux entamer?

LE PRÉSIDENT :

Oui.

CONTRE-INTERROGÉS PAR M. RICHARD DAGENNAIS :

- 152 Q. Richard Dagenais pour l'ACEF de Québec. J'aimerais
juste vérifier auprès de monsieur Gingras, concernant
la ligne Radisson, des Cantons, si j'ai bien compris,
c'est une exigence des Américains pour qu'elle soit
isolée du réseau pour assurer une plus grande
stabilité au niveau des exportations, c'est bien ça?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Le choix de la technologie elle-même, ça a été pour
pouvoir rencontrer effectivement l'engagement
commercial qui voulait, qui devait être pris avec la
Nouvelle-Angleterre.
- 153 Q. Est-ce que ça avait...
- R. C'est le choix de la technologie ça.

154 Q. Est-ce qu'il était question à ce moment-là qu'ils annulent complètement les importations si c'était pas...

R. Il n'y en aurait pas eu.

155 Q. Ah oui! De LG2 ou?

R. Il n'y aurait pas eu d'interconnexions. Il n'y aurait pas eu de ventes additionnelles.

156 Q. D'accord.

R. Il y aurait eu LG2A.

157 Q. Hum, hum. J'aimerais vérifier, concernant les investissements, on observe un écart qui est parfois important entre les investissements prévus et ceux qui sont réalisés. Par exemple, en quatre-vingt-dix-huit (98), vous aviez prévu de l'ordre de huit cent soixante-quatorze millions (874 M\$) d'investissements et vous en avez réalisé six cent vingt-trois millions (623 M\$).

M. DANIEL VAILLANT :

R. Excusez, voulez-vous répéter les chiffres?

158 Q. Par exemple, en quatre-vingt-dix-huit (98), vous aviez prévu huit cent soixante-quatorze millions (874 M\$) et il en a été réalisé autour...

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous prenez ça dans une pièce, Monsieur Dagenais?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Attendez un petit peu! Normalement, ça serait dans HQT-13 document 1.2 pages 5 à 7, 10 et 12. Il me semble que c'est ça. En tout cas, sur mon tableau, c'était ça.

LE PRÉSIDENT :

Non, c'est juste qu'on va leur donner le temps de prendre connaissance de l'information. HQT-13 document 1.2 pages 5 à 7.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Et 10 à 12.

M. DANIEL VAILLANT :

R. On pourrait peut-être aller avec la question, puis je vais voir si je suis capable de répondre de façon générique.

M. RICHARD DAGENAIIS :

159 Q. Donc, il existe certaines années des écarts importants entre les prévisions et les réalisations. J'aimerais savoir à quoi c'est dû exactement. Est-ce que c'est au processus finalement de choix des investissements qui fait qu'on met plus peut-être de prévisions puis, après ça, on coupe en cours d'année? C'est dû à quoi finalement ces écarts-là? Je ne m'attarde pas sur le chiffre précis mais bien

l'écart.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Dagenais, je veux juste... C'est pour aider tout le monde ici parce que, je sais que vous n'êtes pas avocat, mais ça aide beaucoup de pouvoir se rattacher à un document. Et puis, là, après ça, vous posez votre question. Les gens en ont pris connaissance. Ça aide.

M. RICHARD DAGENAIS :

Ça va.

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Si je me réfère au tableau en haut de page du document HQT-13 document 1.2 page 7 de 41, on a un exemple de prévisions monétaires TransÉnergie de quatre-vingt-dix-neuf (99) à deux mille huit (2008). Lorsqu'on voit en quatre-vingt-dix-neuf (99), deux cent quatre-vingt... Prenons l'item verglas, O.K., deux cent quatre-vingt-dix-huit millions (298 M\$) qui était prévu en quatre-vingt-dix-neuf (99); deux cent mille (200 M\$) en deux mille (2000); quatre-vingt-neuf millions (89 M\$) en deux mille un (2001).

Je prends le cas verglas parce que c'est des gros montants, c'est plus facile à imager. On sait que lorsqu'on a mis ça dans la planification, on avait

les décrets du gouvernement pour pouvoir procéder. Quelques mois après, il y a eu une décision de la Cour supérieure comme quoi que le décret n'était plus valide. Donc, il fallait reprocéder à toute une série d'audiences auprès du BAPE. Donc, des décisions de ce type-là font que des projets d'envergure peuvent se décaler dans le temps même s'ils sont planifiés sur un horizon, je dirais, long terme dans une période de six à un an et demi, deux ans, des fois, ça peut bouger compte tenu des contraintes réglementaires auxquelles on est, pas juste de la Régie, mais des autres dispositions auxquelles on doit se conformer si on a le décret ou pas ou des interventions à faire auprès des MRC ou des processus environnementaux à suivre.

160 Q. Donc, ce n'est pas une pratique disons de faire plus de prévisions que vous pensez réaliser pour, dans le fond, pour s'ajuster en cours de périodes. Normalement, lorsque vous faites des prévisions, c'est relativement juste par rapport à ce que vous pensez réaliser?

R. C'est ce que nos financiers nous demandent, effectivement.

161 Q. J'aimerais vérifier, Monsieur Vaillant, ce matin, vous avez dit que la technologie en courant continu était la moins coûteuse. Est-ce que j'ai bien compris?

R. Je ne me souviens pas d'avoir dit ça.

LE PRÉSIDENT :

Non, il ne me semble pas d'avoir compris ça moi non plus.

M. RICHARD DAGENAIIS :

- 162 Q. Donc, ce n'est pas exact dans le fond que la technologie à courant continu est moins coûteuse que la technologie à courant alternatif, c'est ça?f

M. DANIEL VAILLANT :

- R. On ne peut pas faire de généralité comme ça, ça dépend de l'application ou du problème qu'on veut régler.

- 163 Q. O.K. Par exemple, en réponse à une question au RNCREQ en page 21 des réponses d'Hydro-Québec, il est indiqué que la ligne Radisson, Nicolet...

LE PRÉSIDENT :

Attendez un peu! Ça, on se trouve à quelle pièce, HQT-13 quoi?

M. RICHARD DAGENAIIS :

Les réponses d'Hydro-Québec au RNCREQ.

LE PRÉSIDENT :

On se trouve à quoi là?

M. RICHARD DAGENAIIS :

On va vous le dire, ça ne sera pas long. HQT-13.

LE PRÉSIDENT :

Document 14.

M. RICHARD DAGENAIIS :

Page 21.

LE PRÉSIDENT :

28?

M. RICHARD DAGENAIIS :

21. Est-ce que ça va?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui. Page 19?

164 Q. Page 21, normalement.

R. O.K.

165 Q. Je n'ai pas le numéro de la question, j'excuse, c'est à la page 21. La réponse indiquait, disons, que le réseau multiterminal à courant continu avait coûté en estimé quinze pour cent (15 %) de plus au moins qu'un réseau équivalent à courant alternatif. C'est exact, vous maintenez cette affirmation-là?

M. MICHEL BASTIEN :

R. Je vais le confirmer pour lui, excusez-moi, Monsieur

Dagenais, on a un problème de pagination manifeste parce que ce n'est pas du tout l'information qu'on retrouve sur la page que vous citez. Mais j'ai voulu réagir tantôt à votre question, on avait déjà soumis en preuve et admis d'une façon très claire que oui, la ligne à courant continu coûtait quinze pour cent (15 %) de plus que la ligne à courant alternatif. Alors...

LE PRÉSIDENT :

Oui, mais ça peut être un prérequis pour la question qui vient, on veut vous mettre en contexte, ça peut être...

M. MICHEL BASTIEN :

R. On confirme.

LE PRÉSIDENT :

Ce n'est pas juste des fois pour voir si vous êtes réveillé mais ça peut être juste pour établir une prochaine question.

M. RICHARD DAGENAIIS :

C'est à la page 23.

Me F. JEAN MOREL :

C'est à la page 23 selon la pagination Hydro-Québec.

M. RICHARD DAGENAIIS :

En haut.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y, Monsieur Dagenais.

M. RICHARD DAGENAIIS :

- 166 Q. Alors mon autre question c'est : est-ce qu'on peut conclure que ce serait similaire, par exemple, pour la ligne à courant continu vers l'Ontario, celle qu'on rajoute vers l'Ontario, par exemple?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. On ne rajoute pas de ligne en courant continu vers l'Ontario, on installe un poste redresseur-onduleur entre le réseau d'Hydro-Québec et le réseau de l'Ontario.
- 167 Q. Oui, ça reste en courant alternatif, vous dites?
- R. C'est un poste redresseur-onduleur, ça fait que c'est un poste qui localement va prendre la tension alternative, par exemple, du côté Québec, va la redresser en courant continu et localement va l'onduler immédiatement en courant alternatif sur le réseau voisin. Ça fait que ça permet de découpler les réseaux comme ça puis il n'y a pas de ligne...
- 168 Q. À cause de la désynchronisation, c'est bien ça?
- R. Les deux réseaux sont désynchronisés comme ça, on fait ça lorsqu'on est à proximité des deux réseaux,

on a fait ça aussi avec l'attache de Châteauguay, New River, Madawaska, Highgate.

169 Q. En page 8 du document que vous nous avez soumis...

R. Lequel document?

170 Q. Du document que vous nous avez soumis.

Me F. JEAN MOREL :

La présentation?

M. RICHARD DAGENAIS :

Oui, c'est ça.

171 Q. Alors vous nous présentez un graphique sur le taux d'utilisation à la pointe, ça réfère à la capacité de production?

M. DANIEL VAILLANT :

R. C'est le taux d'utilisation du réseau de transport.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Ça réfère à la partie la plus chargée de l'ensemble du réseau de transport à 735 kV.

172 Q. La plus chargée, mais il y a d'autres parties qui peuvent être moins chargées, c'est bien ça?

R. D'autres sections, on peut le visualiser si vous voulez dans un autre acétate, l'acétate 16. Je vous ai montré ce matin que le réseau avait des limites, il n'a pas une capacité infinie, même si elle est grande. Toutes ces limites-là sont exprimées ici, par

exemple, ici au niveau on a une limite qui est Baie James Nord, Baie James Sud, ce sont des limites qu'il ne faut pas dépasser de façon simultanée sur l'ensemble de ces lignes-là.

On a aussi une limite ici globale, on appelle ça la limite Baie James Sud, Manic-Québec, c'est toute la somme de tous les transits simultanés du réseau AC ici ne doit pas dépasser 22 250 MW. Sinon, si on essaie de dépasser cette limite-là, on ne sera pas capable de maintenir la tension dans tous les centres récepteurs ici, ça fait que le taux d'utilisation du réseau est calculé par rapport ici à cette limite-là.

173 Q. Et le facteur limitatif ce sont les transformateurs?

R. Aucunement.

174 Q. Qu'est-ce qui limite à ce moment-là?

R. Ce qui limite à ce moment-là c'est le maintien de la tension dans le centre de réception, ici. C'est que lorsqu'on a un transit très très très élevé, on a mentionné tantôt si on tenait compte des pertes réelles et réactives, etc., les pertes réactives effectivement ont un rôle significatif sur la tension, et lorsqu'on a ici le total de cette puissance-là simultanée qui rentre dans les centres, vers les centres davantage de consommation ici, on risque effectivement d'avoir une tension trop basse à la réception.

Ça fait que cette limite-là, elle n'est aucunement reliée ici au transformateur, elle est strictement reliée à la capacité de faire un réseau, de rencontrer finalement le réseau à la pointe avec un profil de tension acceptable.

175 Q. O.K. Donc ce n'est pas les limites mêmes du réseau de transport lui-même c'est la capacité du réseau en charge justement d'accepter...

R. C'est la plus grande capacité que l'on peut trouver simultanément sur le réseau principal, c'est pour ça qu'on l'utilise comme indicateur.

176 Q. En page 10 du même document que vous nous avez remis vous parlez de normes particulières lorsque requis. À quoi vous référez finalement par ces normes particulières là, qui décide de ces normes particulières là, est-ce que c'est Hydro-Québec par exemple?

R. Oui, c'est carrément Hydro-Québec. On a mentionné qu'on avait un réseau qui était peut-être d'une étendue, on ne nie pas qu'on fait mille kilomètres avec nos lignes à 735 kV, l'étendue est là. Les technologies sont aussi présentes dans le réseau. Il y a plusieurs technologies qui doivent cohabiter dans ce réseau-là. On a la compensation * shunt + dynamique, on a des compensateurs synchrones, compensateurs statiques. On a aussi de la compensation série, des inductances etc., ça fait qu'il y a plusieurs technologies qui doivent

cohabiter et on a aussi des exigences lorsqu'on dit * lorsque requis des normes particulières +, des normes particulières lorsque requis, on peut avoir des exigences électriques particulières pour protéger nos équipements. On veut assurer la sécurité de nos équipements, on ne veut pas qu'ils explosent, on serait irresponsable si on ne spécifiait pas des exigences électriques lorsque requis.

Ça c'est un des volets. On est aussi dans un pays nordique, ça fait qu'on peut avoir des exigences aussi sur la température. Comme on disait, il fait froid l'hiver ici, ça fait qu'on peut exiger pour certains équipements d'aller jusqu'à moins quarante (-40?) et même moins cinquante (-50?). C'est un des volets. Il y a aussi tout le volet : on respecte les normes environnementales aussi. Par exemple au niveau du bruit, les transformateurs ça peut être une source de bruit évident. Ça fait que ça peut requérir certaines normes particulières dépendant des endroits où sont les postes. Et on respecte aussi toute la sécurité pour les travailleurs, ce qui peut amener certaines exigences particulières qui sont liées à l'exploitation.

177 Q. Je vais vous référer à la page 25 de votre document de ce matin. Il y a une affirmation du côté droit et puis vous apportez des arguments. Est-ce à dire que la dernière affirmation, c'est-à-dire :

*Ces deux cas montrent bien qu'il
n'existe pas de relation * linéaire +
entre le coût du réseau de transport
et la satisfaction de la demande de
pointe...*

Est-ce à dire que vous rejetez cet argument-là où
vous le contredisez?

R. Je le rejette complètement. Puis quand on a à
intégrer une centrale il faut regarder sa puissance,
il faut regarder sa localisation puis il faut faire
une étude intégrée pour voir la capacité du réseau
dans lequel se situe cette intégration de centrale-
là. Ça fait que ça n'a aucun, ce qui est écrit à
gauche, ça n'a aucun rapport.

178 Q. Mais c'est parce qu'on parle des coûts ici, je
m'excuse, on ne se comprend peut-être pas bien, mais
on parle qu'il n'y a pas de relation linéaire en
termes de coût finalement pour le réseau de transport
versus la satisfaction de la demande de pointe. Donc
il n'y a pas de relation linéaire entre la pointe et
puis le coût du réseau. Est-ce que c'est exact ou pas
d'après vous?

R. Ce que je vous dis c'est quelque soit la centrale que
j'aurais intégré à Manic 5 ou à LG2 A, dans les deux
situations, même si ça avait été une centrale qu'on
dit de base, là, qui peut produire beaucoup

d'énergie, les réponses auraient été essentiellement les mêmes pour le réseau de transport.

- 179 Q. Mais est-ce que le coût aurait évolué linéairement avec l'augmentation de la pointe, ou s'il n'augmente pas nécessairement linéairement avec l'augmentation de la pointe? C'est ça qui est en question ici?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Ce qu'on a compris du point qui est là c'est l'intégration de ce qui était qualifié d'installation de production de pointe, c'était notre compréhension. Notre affirmation c'est que l'intégration d'un équipement de production, qu'il soit de pointe ou pas, n'a pas de corrélation linéaire compte tenu qu'il faut voir où il se situe sur le réseau et c'est quoi son impact. C'est ça notre réponse.

- 180 Q. Donc l'affirmation n'est quand même pas fausse, c'est ça que je veux vérifier, là? Il n'y a pas de relation linéaire?

R. Elle n'est pas exacte non plus.

- 181 Q. Mais vous dites qu'il y a une relation non linéaire, est-ce que ce n'est pas ce que ça dit?

R. Voulez-vous répéter votre question?

- 182 Q. Vous vous venez de dire qu'il y avait une relation non linéaire.

R. C'est exact.

- 183 Q. Et lui il dit qu'il n'y a pas de relation linéaire, ça dit la même chose, non? Je ne comprends pas.

- R. Dans certains cas c'est vrai.
- 184 Q. Et ça dépend de quoi à ce moment-là?
- R. Ça dépend de l'endroit où l'installation est raccordée. Tel que monsieur Gingras l'a expliqué ce matin, lorsqu'est arrivé, avec l'intégration de la phase 1 de la Baie James, en raccordant une partie des lignes sur le corridor est via la région du Saguenay Lac Saint-Jean, en faisant cette configuration-là, on a permis de disponibiliser de la capacité de transport additionnelle sur le réseau. Donc on s'est donné de la flexibilité.

Ce qui a fait que lorsqu'il y a eu un besoin de raccordement d'un centre de production additionnel, le cas qui est cité c'est Manic 5 PA, on avait la capacité globale du réseau pour pouvoir faire cette intégration-là. Ce qui n'était pas le cas pour l'intégration de la centrale LG2 A.

Donc c'est ni plus ni moins que si on s'installe sur une portion d'un réseau qui est déjà chargé, il va falloir faire une augmentation substantielle d'investissement sur la configuration du réseau. Si on installe soit de la production ou de la charge, tout dépendant du besoin dans un endroit où est-ce que le réseau est déjà chargé, là il faut investir, s'il y a de la place, bien à ce moment-là on va l'intégrer sans faire d'investissement majeur.

185 Q. Donc ça dépend s'il y a un excédent de capacité ou pas?

R. Et c'est vrai pour la production et c'est vrai pour la charge. Si on fait une croissance de charge à un endroit qui est très chargé il va falloir investir et si c'est dans un endroit qui n'est pas très chargé on va être capable de le prendre sans investissement majeur.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je voudrais peut-être juste ajouter pour aider à la compréhension, il y a la centrale Sainte-Marguerite 3 qui va venir en service cette année, et puis l'intégration de cette centrale-là ne nécessite pas non plus d'ajout au réseau de transport principal. Les seules choses qui sont requises évidemment c'est le poste à la centrale et la ligne de raccordement et on va aussi procéder à l'installation de certains automatismes et des protections plus accélérées sur le réseau.

Ça fait qu'il n'y aura pas d'ajout massif de ligne de 735 kV ou de compensation série ou de compensateur tous azimuts. Ça fait que c'est un autre exemple qui montre que dans certaines situations la capacité elle est là et on l'utilise, et on ne fait pas de projet pour rien.

186 Q. En page 18 de votre document vous indiquez, la

dernière citation :

C'est au moment de la pointe que le réseau est le plus sollicité et le réseau est conçu pour faire face à la demande de pointe.

Est-ce que vous parlez du réseau global d'Hydro-Québec ou vous parlez du réseau de transport?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Le réseau de transport tel que conçu, donc du transfo élévateur au poste de centrale jusqu'au réseau de distribution, c'est un tout. Ce qu'on demande aux planificateurs et aux exploitants c'est d'avoir le plus de flexibilité possible pour pouvoir rencontrer la pointe et respecter les critères d'opération.

187 Q. O.K. Mais quand vous parlez du réseau c'est le réseau de transport ici, c'est bien ça?

R. Oui.

(15 h 50)

188 Q. Comment se comparent les normes du NERC, par exemple, par rapport aux normes en Europe, par exemple, est-ce que vous avez une idée?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. En Europe, il y a beaucoup plus de pratiques un peu partout dans l'ensemble des réseaux, là. Au NERC, les

critères du NERC, essentiellement, vont couvrir les situations N, il faut être capable d'alimenter le réseau s'il n'y a pas d'événements, les situations N moins 1, et prévoir aussi d'analyser autant des situations qui pourraient amener des pertes de deux équipements ou des événements exceptionnels comme je l'ai montré un peu dans l'encadrement général du chapitre sur * Adequacy and Security +. Ça fait qu'il y a tous ces éléments-là qui sont contenus dans les critères du NERC.

Au niveau de l'Europe, je ne sais pas s'ils regardent tout l'ensemble des événements exceptionnels. Je sais pertinemment que la France, la France voulait se mettre un plan de défense du réseau avec des automatismes. Je ne sais pas s'il est en exploitation. Mais pour les autres réseaux en Europe, je ne pourrais pas vous dire. Mais je pourrais quand même... Je pense que je pourrais avancer que la règle du N moins 1 est une règle assez généralisée. Ils ont sûrement au moins ça.

189 Q. Et par rapport aux normes d'équipement, ça se ressemble ou si...

R. Ce n'est pas des normes d'équipement, ça, ce sont des normes de conception de réseau.

190 Q. Mais par rapport aux normes d'équipement, si on regarde les normes d'équipement, est-ce qu'il y a des différences importantes entre l'Europe et l'Amérique?

- R. Les normes d'équipement, ça va dépendre où va se situer son équipement. J'ai mentionné qu'on avait fait développer des disjoncteurs à moins cinquante. Je ne pense pas qu'il y en ait beaucoup qui soient vendus au Brésil. Mais il y en a quand même où, des parties plus chaudes de l'Europe, là, on a certaines spécificités comme ça.
- 191 Q. Deux dernières choses. Monsieur Armstong, vous avez parlé tantôt qu'il serait possible d'avoir l'application de formules mathématiques, par exemple, pour calculer le taux de perte. Est-ce qu'il serait possible d'avoir un exemple, par exemple, pour la ligne Radisson/des Cantons incluant l'interconnexion?
- M. MICHEL ARMSTRONG :
- R. Oui, on l'a remis à jour tout dernièrement.
- 192 Q. Donc ça a été un engagement de fournir ça?
- R. Oui.
- 193 Q. D'accord. Dernière question...

LE PRÉSIDENT :
Attendez un peu!

M. RICHARD DAGENAI :
Excusez!

LE PRÉSIDENT :
Engagement numéro 18, c'est la formule pour le calcul

des pertes. C'est ce que vous alliez dire, Maître?

Me F. JEAN MOREL :

Oui, mais précisez ou même demandez, je trouve toujours ça bien de demander à la personne qui a posé la question de la reposer, de la reformuler. Effectivement, de façon, peut-être aussi que le témoin peut confirmer la façon dont il a compris l'engagement qu'il a pris.

M. RICHARD DAGENAIS :

194 Q. Pour moi, c'est un exemple d'application des formules mathématiques utilisées pour calculer le taux de perte sur la ligne Radisson/des Cantons incluant la perte d'interconnexion. On se comprend bien?

M. MICHEL ARMSTRONG :

R. En fait, c'est le calcul de taux de perte à la frontière, donc la partie qui est au Québec et la partie qui est aux États-Unis.

195 Q. Oui.

R. Donc, c'est le taux de perte entre Radisson et Sandy Ponds et la répartition de ce taux de perte.

196 Q. C'est ça.

LE PRÉSIDENT :

Enfin, vous êtes compris.

Me F. JEAN MOREL :

C'est parce que ce n'est pas moi qui l'ai répété.

ENGAGEMENT-18 : Vérifier le taux de perte entre
Radisson et Sandy Pound et la
répartition de ce taux de perte

M. RICHARD DAGENAIIS :

- 197 Q. Alors donc, une dernière question. En page 20 du rapport non pas annuel mais d'activités annuelles de TransÉnergie 2000, on indique :

*Les marchés extérieurs nous sont
ouverts parce que nos critères de
fiabilité et sécurité respectent et
parfois même dépassent les critères du
NPCC NERC.*

À quels critères est-ce qu'on réfère à ce moment-là, les mêmes critères dont vous parliez tantôt ou bien si c'est d'autres critères?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Exactement, c'est les critères de conception du réseau.
- 198 Q. Et lorsque des critères dépassent les normes, est-ce que vous avez une idée du coût que ça implique pour Hydro-Québec? Avez-vous déjà fait cette évaluation-

là?

- R. Lorsqu'on a fait le programme AFRT, on a évalué globalement ce que ça prenait pour rencontrer les exigences que l'on jugeait souhaitables pour ne plus avoir de pannes générales et aussi pour pouvoir être reconnu comme membre à part entière des Américains. Ça fait que, au chapitre des critères, lorsqu'on dit qu'ils dépassent, c'est qu'il y a quand même aussi une certaine mise à niveau de notre contexte intérieur.

Si on regarde le réseau d'Hydro-Québec, regardez-le dans son ensemble, on a dit tantôt que c'est un réseau qui est découplé du reste de la grille est de l'Amérique, ça fait qu'en ce sens-là, on est un réseau qui a à peu près trente-cinq mille disons, on va mettre des figures grossières, trente-cinq mille MVA, trente-cinq mille mégawatts (35 000 MW). Et il y a tout l'est de l'Amérique, c'est un réseau qui a six cent mille mégawatts (600 000 MW).

Ça fait que, nous, on gère notre propre réserve ici sur le réseau d'Hydro-Québec. Ça fait en sorte que, par exemple, il y a certains ajustements pour la réserve synchrone. Nous, lorsqu'on conçoit le réseau, on répartit la réserve synchrone à l'ensemble des centrales hydroélectriques au Québec et on s'assure qu'elle est acheminable aussi par, si jamais on en

avait besoin en périodes très critiques de toute cette réserve-là.

Ça fait que le réseau a la capacité de transporter toute la puissance qui est produite. Sur les réseaux américains, cette problématique-là, ils l'ont moins tout simplement parce que cette réserve-là, elle est mobilisée non pas seulement à l'intérieur, par exemple, de New York, si on parle de New York, mais lorsqu'il arrive un événement, la réserve est mobilisée à tout l'ensemble du réseau interconnecté. Tout l'ensemble va pouvoir contribuer. Ça fait que, nous, on n'a pas cette dimension-là à cause de la taille de notre réseau. Ça fait qu'il faut faire des ajustements propres comme ça.

Que c'est qu'on a aussi de singulier qu'on pourrait dire par rapport au reste du réseau de l'Amérique, c'est un plan de défense. On s'est doté d'un plan pour des événements exceptionnels. Ça veut dire qu'on regarde toutes les pertes de corridor, les pertes de poste, les pertes de deux lignes et on a des automatismes de réseau pour protéger le réseau pour éviter des pannes générales si jamais ça survenait.

Ça fait que, ça, c'est la partie, c'est la partie du programme AFRT, c'est la partie RPTC qu'on appelle, Rejet de production télé-délestage de charge. C'est un

automatisme quand même assez puissant. Il fait partie du programme AFRT. Je ne sais pas si ça répond à votre question.

199 Q. Oui. Je vous remercie de l'information.

LE PRÉSIDENT :

Alors, merci, Monsieur Dagenais. Sur la liste, l'AIEQ nous a dit qu'ils n'avaient pas de questions. Coalition industrielle, pas de questions. GRAME-UDD? Est-ce que vous pouvez me donner une idée du temps que vous allez prendre?

M. YVES GUÉRARD :

Entre trois et sept minutes.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y!

CONTRE-INTERROGÉS PAR M. YVES GUÉRARD :

200 Q. Yves Guérard, GRAME-UDD. Bonjour. Dans sa présentation de ce matin, monsieur Vaillant a mentionné en passant, mais quand même, que la compensation série augmente la capacité, permet d'augmenter la capacité sans ajouter de lignes. Est-ce que j'ai bien interprété?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui.

201 Q. O.K. J'ai une série de questions à réponses courtes normalement qui peut dérailler aussitôt qu'une certaine réponse arrive. Donc ça peut être court. Est-ce qu'il y a un prix à payer pour ça, c'est-à-dire un prix en nature, là? Par exemple, est-ce que, en nature physique, en électrons disons, est-ce qu'il y a un prix à payer dans le sens, par exemple, est-ce que ça augmente les pertes d'énergie du réseau de mettre de la compensation série plutôt que des nouvelles lignes? Toutes choses étant égales par ailleurs disons.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Ce n'est pas le fait de mettre de la compensation série qui va augmenter les pertes, là, parce que les pertes, dans les condensateurs, c'est relativement faible lorsqu'on regarde ça par rapport à l'ensemble des pertes du réseau. Ce qui va arriver, c'est que le fait de ne pas mettre de lignes additionnelles, ça va augmenter le courant sur les lignes existantes. Puis se faisant, effectivement, les pertes vont augmenter. Mais ça n'en fait pas nécessairement une solution moins avantageuse.

202 Q. O.K. Mais quand même, vous n'avez pas dit non, donc je continue à la prochaine question. Au document HQT-13 document 1.2 page 4, je peux vous le lire, vous n'êtes pas nécessairement obligé d'y aller, on dit, on écrit qu'au cours des dix prochaines années,

c'est des scénarios de prévision, là, qui sont quand même jusqu'à un certain point hypothétiques parce qu'il y a déjà du retard de pris là-dedans. Vous écrivez :

Au cours des dix prochaines années, pour répondre à l'accroissement prévu de la charge, on prévoit notamment d'importants projets d'additions de compensation série entre 2003 et 2006.

O.K. Bon. Compte tenu de votre réponse précédente où j'ai compris qu'il était possible que plutôt que d'ajouter des lignes, on ajoute de la compensation série, on risque de créer plus de pertes dans le réseau, dans l'ensemble du réseau, compte tenu, cette réponse-là, si je l'interprète de façon qui n'est pas abusive, est-ce que les importants ajouts de compensation série qui étaient prévus apparemment dans votre plan d'exploitation et de croissance, est-ce que ces ajouts de compensation série pourraient expliquer au moins en partie l'augmentation prévue qui est quand même relativement importante des pertes d'énergie du réseau qu'on a vues hier, qui étaient de trois point trois térawattheures (3,3 TWh) d'ici deux mille dix (2010)?

R. Je ne voudrais pas parler au nom du monsieur qui a fait l'évaluation des pertes, là, mais je serais

porté à croire que ça serait une tentative d'explication.

203 Q. Ça serait une possibilité d'explication?

R. Oui.

204 Q. O.K.

R. Parce que les pertes qu'il mentionnait incluaient, c'étaient les pertes totales de distribution et de transport.

205 Q. Oui.

R. Puis je ne sais pas pertinemment ce qui se passe sur la distribution, ça fait que je ne peux pas en parler.

206 Q. Mais il pourrait y avoir un lien, ce n'est pas...

M. DANIEL VAILLANT :

R. Bien, on ne le sait pas.

207 Q. O.K. Mais ce n'est pas non, donc je passe à la prochaine. Si on voulait augmenter l'efficacité énergétique du réseau au sens de minimiser ses pertes, est-ce que ça impliquerait, par exemple, est-ce qu'il y aurait comme une stratégie possible, on prévoit que les pertes dans le scénario dont on parle dans le document HQT-13 document 1.2, là, dans ce domaine de scénario-là, on parle d'une augmentation des pertes de trois point trois térawattheures (3,3 TWh) entre quatre-vingt-dix-neuf (99) et deux mille dix (2010) ou deux mille huit (2008), enfin? Bon. O.K. Puis en même temps, on prévoit beaucoup de

compensations série. Si plutôt que beaucoup de compensations série, on procédait plutôt par des ajouts de lignes judicieux, extrêmement bien étudiés, je comprends que ça ne se fait pas sur un coin de table, et surtout sur un horizon, disons, de planification de quatre, cinq, dix ans, est-ce que ce serait une façon, est-ce qu'il y aurait là une façon d'augmenter l'efficacité énergétique du réseau, diminuer ses pertes?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui.

208 Q. Merci. Est-ce que ce serait envisageable maintenant, puis là je pense que la question est pertinente, en tout cas, de façon exploratoire parce qu'on s'occupe de planification et d'exploitation du réseau notamment à long terme, est-ce qu'il serait possible d'imaginer de modifier votre planification d'ajouts, d'améliorations, d'entretien pour en même temps intégrer une composante efficacité énergétique du réseau, donc diminution des pertes qui iraient évidemment avec des budgets supplémentaires, je suppose, parce que l'efficacité énergétique, ça demande... comprenez-vous un peu le sens de ma question? Est-ce qu'on peut imaginer...

R. Très bien.

209 Q. ... une stratégie intégrée pour améliorer l'efficacité du réseau en s'en allant progressivement

comme ça au cours des cinq ou dix prochaines années pour essayer d'éviter cette hausse de trois point trois térawattheures (3,3 TWh) de pertes d'énergie?

R. L'augmentation de pertes, ce n'est pas un but que poursuit le transporteur.

210 Q. Mais si ça pouvait en devenir un?

R. C'est un résultat. Puis c'est un résultat aussi suite aux analyses qu'on fait pour accroître la capacité de réseau, on regarde quels seraient les meilleurs moyens et on regarde l'ensemble des coûts, autant les coûts en termes d'équipement que les coûts qui sont imputables aux pertes aussi. Ça fait que c'est déjà pris en compte dans la dimension économique des choix. Ça, c'est de un. Et de deux, actuellement, on n'a pas beaucoup d'indicateur qui nous vient, qui tendrait à vouloir mettre plus de lignes sur le territoire.

211 Q. Je comprends que ce n'est pas particulièrement tentant comme perspective. Je veux juste essayer de voir si au moins, en principe, c'est concevable ou si ce ne l'est pas.

R. C'est concevable, ce n'est pas nécessairement économique puis je vous dis que ça ne serait pas facile.

212 Q. Ce n'est pas nécessairement politique non plus. Je comprends. Ça va. Maintenant, au niveau coût bénéfice, et toutes choses étant égales par ailleurs, comme disent les économistes, est-ce que l'ajout de

compensation série est moins cher que l'ajout de lignes ou est-ce que c'est comparable, ou est-ce que c'est plus cher? Je comprends que ça dépend des cas, mais d'une manière générale, en termes d'ordre de grandeur.

R. Il y a certaines limites, là, parce que lorsqu'on va ajouter de la compensation série, on va ajouter de la capacité de réseau. Puis la relation n'est pas linéaire, c'est une relation qui est quadratique, c'est carrément pas linéaire. Ça fait que les coûts de compensation augmentent à un certain moment donné avec une pente relativement abrupte. Et puis, ça, ça se reflète à ce moment-là dans les coûts d'équipement puis ça se reflète effectivement directement aussi dans les pertes. Ça fait que les deux combinés fait que ce n'est pas infini non plus la quantité de transport qu'on peut faire avec l'ajout de compensation série. Il y aura un certain plateau. Puis ça dépend aussi des topologies propres à certains endroits. Il y a des endroits comme vous pouvez le voir sur la carte, on a seulement que trois lignes, par exemple, de Churchill à Manicouagan. Il y a des endroits qui peuvent être plus difficiles.

213 Q. O.K. Merci pour cette partie-là. Maintenant, je vais passer à quelques très courtes questions sur un autre sujet. Au document HQT-13 document 1.2 page 8, vous avez des graphiques en pointes de tarte. O.K. Dans la tarte du bas, deux mille deux (2002), deux mille huit

(2008). L'avez-vous? O.K. Dans la tarte du bas pour la période deux mille deux (2002) à deux mille huit (2008), on comprend que c'est relativement hypothétique, là, on voit que la croissance du réseau principal va chercher cinquante-trois pour cent (53 %) des investissements. O.K. C'est hypothétique mais c'est quand même pas un scénario théorique, je suppose, c'est fait comme sur des prévisions de projets assez déterminés?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. C'est aussi valable que les scénarios qu'on a reçus de croissance de charge et de raccordement de producteur. Comme on sait, et comme il a été mentionné en preuve, lorsque les chiffres ont été sortis, ce qu'on avait comme scénario au début de la preuve, c'est que Gull Island était dans un scénario de raccordement, donc on l'a mis dans le mode planification. On a su quelques mois après que, bon, Gull Island ne se fait plus.

Donc, ça, ça l'a un impact très important sur les projets d'investissements pour le futur, tout dépendant... Ce qui importe beaucoup ici, là, dans le scénario deux mille deux (2002), deux mille huit (2008), c'est réellement de quelle façon on va approvisionner le Québec. Donc, nous autres, c'est des options qu'on a. Est-ce que le distributeur va

maintenir ces options-là dans le plan d'approvisionnement qui sera déposé à la Régie? On ne sait pas.

Comme disait monsieur Bastien tantôt, on va être très heureux d'avoir un plan d'approvisionnement approuvé par la Régie et après ça de dire, bien, écoutez, voici par rapport à ce plan d'approvisionnement-là que c'est que ça veut dire comme investissement. Là, c'est des hypothèses, c'est aussi valable que les demandes qu'on a reçues. Est-ce qu'ils vont tenir la route? J'en ai aucune idée. C'était surtout de dire, voir aussi que c'est que ça voulait dire l'impact... pour nous autres ce qui est important, là, c'est de voir l'impact qu'est-ce qu'on a pour le maintien des actifs, l'impact du verglas, qu'est-ce qu'on met pour l'amélioration de la qualité de service, la pérennité de nos installations. Et le reste de la croissance, bien, là, ça va dépendre effectivement du plan d'approvisionnement qui sera décidé ici.

- 214 Q. O.K. Mais ce scénario-là, la pointe du graphique en pointes de tarte du bas, deux mille deux (2002), deux mille huit (2008), est-ce que ça correspond, c'est l'impression que j'ai eue en regardant le reste du document, particulièrement le début, est-ce que ça correspond essentiellement à un scénario de raccordement de nouvelles centrales hydroélectriques? Je pense que c'est oui, là, mais je voudrais juste

une confirmation.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Oui, nous confirmons que, compte tenu que c'est très conditionné par le projet de Gull Island ou Churchill Falls, c'est donc beaucoup relié à une centrale hydroélectrique en tout cas.

M. DANIEL VAILLANT :

R. C'est fonction d'un scénario qu'on nous avait donné sur, bien, il y a Sainte-Marguerite, il y a Toulouste, il y a des projets annoncés que, je ne me souviens pas... sur la Basse-Côte-Nord, plus Eastmain. Donc, ces scénarios-là sont intégrés et fait, voici ce que ça veut dire pour les années deux mille deux (2002) à deux mille huit (2008).

215 Q. Donc, je comprends que c'est, effectivement, essentiellement des scénarios de raccordements de nouvelles centrales hydroélectriques?

R. Oui.

216 Q. Bon. Est-ce que ces investissements-là ou la proportion des investissements dans le même graphique, est-ce que ce serait significativement moins important si c'étaient plutôt des TAG ou essentiellement des turbines à gaz à cycle combiné qui étaient voués, là, à assurer la nouvelle production pendant cette période-là?

R. Dépendamment de la localisation. S'ils n'ont pas

besoin de nous autres, ça va être effectivement pas mal moins cher.

217 Q. Ils ne vont pas se localiser sur la Côte-Nord, probablement. En tout cas! Pas pour alimenter Montréal.

R. Prenons pour hypothèse qu'ils se situent directement dans les poches de charge, ils configurent les TAG en fonction des capacités et les besoins identifiés. Maintenant, on sait que ça dépend aussi de la capacité d'acheminer, d'avoir un pipeline sur place ou d'avoir la capacité des réservoirs ou ainsi de suite, c'est juste de la pointe ou pas de la pointe, ainsi de suite. Il y a plusieurs constats mais, principalement, ça devrait réduire de beaucoup.
(16 h 10)

218 Q. O.K. Est-ce qu'on peut en conclure ou en déduire que vos besoins en investissements prévus, en termes de planification, que vos besoins en investissements sont directement proportionnels à la proportion d'énergie renouvelable utilisée ou prévue utilisée pour rencontrer la demande?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Je dirais que c'est principalement, la croissance du réseau principal est impactée directement par la localisation des centres de production, des futurs centres de production, peu importe leur nature.

219 Q. O.K., mais, je ne comprends pas pourquoi vous n'avez

pas mordu à ma question, mais je pense que les autres ont compris où je voulais en arriver.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Probablement parce qu'il connaît la réponse.

M. YVES GUÉRARD :

Alors je pense que je vais simplement revenir, les prémisses me satisfont, je vais revenir avec la conclusion dans, on va revenir avec la conclusion dans notre propre présentation la semaine prochaine. Dernière, avant-dernière question, enfin, très, très court maintenant.

220 Q. Vos profils de consommation présentés ce matin par monsieur Gingras, o.k.?, et c'est comme évident, c'est presque une vérité de La Palice que ça exclut les ventes à l'exportation, autrement dit, ça n'inclut pas la consommation des Américains, j'ai bien compris?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Les besoins québécois, ce sont strictement les besoins québécois.

221 Q. O.K.

R. Alors que les productions peuvent inclure la composante ventes, c'est la production totale.

222 Q. Bien, c'est ça, ma question...

R. Oui, oui.

- 223 Q. ... c'étaient vos profils de production que vous avez présentés sur l'acétate qui suit?
- R. Oui, oui.
- 224 Q. Ça, ça comprend la production, je veux dire...
- R. Oui, c'est la production.
- 225 Q. ... les exportations, donc ça comprend...
- R. Oui, ça comprend la production.
- 226 Q. Vous n'avez pas comme filtré pour arriver...
- R. Non, je ne la connais pas, je ne sais pas quelle centrale exactement sert à quoi là-dedans.
- 227 Q. O.K., c'est tout ce que je voulais savoir. Est-ce que, je ne sais pas ce qui est arrivé avec nos feuilles qui ont été confisquées mais on ne les a pas re-eues, est-ce que c'est le cas pour tout le monde ou...

LE PRÉSIDENT :

Ça, c'était l'engagement numéro 19.

Me JACINTE LAFONTAINE :

Monsieur Bastien est d'accord.

Me F. JEAN MOREL :

Là, on avait indiqué que, effectivement, on aurait un nouveau, une nouvelle présentation, non, la présentation serait la même, un nouveau paquet complet à distribuer, malheureusement, les copies ne sont pas arrivées, ça sera un cadeau de l'après-Pâques.

M. YVES GUÉRARD :

O.K.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Je voudrais peut-être juste ajouter une petite mention, il y a une question de proportions aussi, les besoins québécois, on a des besoins de pointe qui se situaient à près de trente-deux mille mégawatts (32 000 MW) à son grand maximum. Ça fait que c'est, oui, c'est vrai que les centrales, que la production des centrales par la suite inclut à la fois les besoins québécois et les ventes s'il y a lieu, s'il y en a eu, mais la proportion est quand même là, il n'y a pas vingt mille mégawatts (20 000 MW) là, à la pointe, de disponibles, ce n'est pas des quantités du même ordre.

228 Q. Non, non.

R. Je pense qu'il faut le contextualiser.

M. YVES GUÉRARD :

O.K. J'aurais juste, en fait, ce n'est pas une question, est-ce que ça serait possible d'avoir une version de qualité de la carte du réseau, du plan du réseau, acétate 2, quitte à nous l'envoyer par e-mail, parce qu'elle est en... oui, mais celle-là est un peu encombrante, on en a une grande carte aussi.

Me F. JEAN MOREL :

On a une version qui se plie.

LE PRÉSIDENT :

C'est vrai, vous pourriez les fournir. Dans vos documents que vous alliez remettre lundi, vous pourriez mettre ça.

Me F. JEAN MOREL :

Parfait. Mais c'est celle-là, oui.

LE PRÉSIDENT :

Vous allez avoir l'équivalent de ça mais en format pliable. Vous allez être très équipé avec ça.

M. YVES GUÉRARD :

Je vous remercie infiniment. J'ai fini. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Votre indice de performance diminue, par exemple, vingt minutes pour un cinq minutes, ça va baisser votre moyenne.

Me CLAUDE TARDIF :

Monsieur le Président, si vous me permettez, j'aurais une question. On avait prévu à l'horaire que notre groupe faisait une présentation, est-ce que je comprends bien que ça va être reporté à mardi?

LE PRÉSIDENT :

Je pense que le secrétaire est en train de distribuer des documents, un nouvel agenda, qui essaie d'être le plus réaliste possible pour la semaine prochaine.

Me CLAUDE TARDIF :

Merci.

LE PRÉSIDENT :

Ça m'apparaît évident que vous ne passerez pas aujourd'hui.

Me CLAUDE TARDIF :

Correct.

LE PRÉSIDENT :

Ça m'apparaît évident qu'on ne finira pas non plus avec le panel aujourd'hui. Quoique, le Groupe STOP, vous en avez pour combien de temps?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Environ quarante-cinq (45) minutes.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Neuman, on vous donne jusqu'à cinq heures (5 h), sinon tout le monde va avoir une Pâques désastreuse, et vous en serez responsable.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

J'ai un fardeau de performance plus grand.

LE PRÉSIDENT :

Ah oui, là, c'est un défi qu'on vous lance.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est un défi.

LE PRÉSIDENT :

Juste un instant. Maître Sicard?

Me HÉLÈNE SICARD :

Oui?

LE PRÉSIDENT :

Est-ce qu'on peut avoir une idée du temps que vous allez requérir pour le contre-interrogatoire du panel?

Me HÉLÈNE SICARD :

J'avais annoncé une heure quarante-cinq (45) minutes, on espère que ce sera moins, vu certaines questions déjà posées. Mais je peux malheureusement pas, vous comprendre, vous donner de garantie.

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que les quatre jours qui viennent vont vous

aider à réduire le temps?

Me HÉLÈNE SICARD :

J'aurais peur que ça l'augmente, mais je vais m'assurer que ça ne l'augmente pas.

LE PRÉSIDENT :

Faites un effort pour le réduire.

Me HÉLÈNE SICARD :

Très bien.

LE PRÉSIDENT :

Alors, Maître Neuman, on vous écoute.

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN

PROCUREUR DE STOP-SÉ :

Bonjour. Alors pour les fins de la transcription, je suis Dominique Neuman, procureur du Groupe STOP et de Stratégies énergétiques. Bonjour, Messieurs. Mes questions s'adressent principalement à monsieur Vaillant mais il se peut que certaines d'entre elles aient à être répondues par d'autres membres du panel.

- 229 Q. D'abord, si je comprends bien, votre service reçoit les besoins décennaux tels qu'exprimés par Hydro-Québec Distribution, et comme vous l'avez mentionné tantôt, vous ne questionnez pas ces besoins, une fois que vous les avez reçus, vous les traduisez en termes

d'investissements et en fonction de différents scénarios qui sont possibles pour traduire ces besoins en investissements, c'est exact?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Peut-être juste reprendre, c'est inexact.

230 Q. Bon.

R. Si vous voulez que je précise pourquoi?

231 Q. Oui.

R. Peut-être prendre la page 7 de la présentation de ce matin. Et faisons abstention du titre * La congestion du réseau +. Je dirais pour, lorsqu'on reçoit des, si c'est un besoin pour un raccordement, prenons un exemple, on a une demande d'étude d'impact d'un producteur privé, on ne se posera pas la question si le besoin de production est réel ou pas, là; de toute façon, il paie l'étude. Ça fait que prenons le, je comprends que votre demande est conséquemment la croissance de charge?

232 Q. Bien, je parlais des besoins au niveau de la demande pour l'instant, j'avais d'autres questions plus tard pour...

R. Parfait, parfait.

233 Q. ... les besoins au niveau de l'offre.

R. O.K. Donc comme le monsieur des prévisions vous a parlé hier, on reçoit des prévisions effectivement pour un horizon dix ans, pour avoir une idée qu'est-ce que ça peut impliquer pour les dix prochaines

années. Mais on reçoit, et on fait avec eux, et avec le distributeur, différentes échelles de temps. Avant de faire, et ça ne garantit pas qu'on fait un investissement, c'est juste pour avoir quels sont les enjeux et comment ça peut évoluer dans le temps, et comment on serait capables d'y répondre à cette croissance-là.

Mais pour faire l'investissement, et avant de faire l'investissement, ce qu'on fait d'abord, on s'assure est-ce que la croissance annoncée, elle est là, pour s'assurer que, effectivement, est-ce que les prévisions qui ont été anticipées se sont réalisées dans les années qui s'en viennent, et dans les faits, comment ça se comporte, est-ce que le, si c'étaient des gros clients qui étaient annoncés, est-ce qu'ils se sont avérés s'installer, si c'étaient des croissances de parcs résidentiels, est-ce que la croissance s'est faite, et est-ce que les contracteurs sont fiables et vont s'installer.

Et après ça, on voit avec le distributeur, selon ces trois grands points-là, est-ce qu'on peut optimiser les configurations qu'on a déjà, est-ce qu'on doit ajouter de la transformation, est-ce qu'on doit rajouter ou changer la topologie du réseau. Et dans les cas qui sont plus, j'étais pour dire ponctuels, est-ce qu'on peut voir avec lui des moyens de mitiga

tion en cas de contingence.

Donc ce n'est pas, on fait plusieurs, il y a plusieurs processus d'itération avec le distributeur pour s'assurer qu'on fait le bon investissement au bon moment.

- 234 Q. Et ce rôle donc que vous avez comme transporteur dans ce processus, si je peux m'exprimer ainsi, d'évaluation du réalisme ou de la, enfin je ne sais pas quel terme employer, du réalisme des prévisions de demandes qui vous sont fournies, est-ce que ce rôle reste inchangé du fait que l'approvisionnement local soit qualifié de charge locale ou de service en réseau intégré, est-ce que cela modifie quelque chose quant à votre rôle comme transporteur, ce changement de qualificatif?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Ça, en tout cas, je ne comprends pas exactement votre point, tout ce que je peux vous dire, c'est que, en ce qui nous concerne, le processus d'itération et d'optimisation avec le distributeur n'a pas changé.

- 235 Q. Il existe depuis quatre-vingt-dix-sept (97)?

R. À ma connaissance, il existait avant que je sois là.

- 236 Q. Je ne sais pas si monsieur Bastien...

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Bien moi, je peux juste confirmer que c'est la même

chose. Mais, de toute façon, c'est un peu théorique parce que les clients qui pourraient avoir un statut de réseau intégré sont actuellement à l'intérieur de la charge locale, alors je pense ça va être exactement la même intégration à la planification, qu'ils soient comme dans la situation actuelle à l'intérieur de la charge locale ou s'ils revendiquent un statut de réseau intégré, ça va être...

- 237 Q. Non, ma question visait à clarifier, et la clarification, je l'ai obtenue, que le changement de qualificatif ne modifie pas le rôle du transporteur dans ce processus. En ce qui concerne l'évaluation des besoins, au niveau de la demande toujours, du service de point à point, est-ce que vous pouvez expliquer comment se fait, comment vous recevez l'expression de ces besoins et quel est votre rôle à cet égard, est-ce qu'il y a des circonstances où vous prenez ces besoins tels qu'exprimés pour acquis, est-ce que vous entrez dans un processus, comme vous l'avez mentionné tout à l'heure, d'itération et d'optimisation avec le requérant, comment est-ce que vous procédez?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Est-ce que votre demande est pour un point à point via OASIS ou pour une demande d'étude d'impact?
- 238 Q. Bien, pour point à point, d'abord, pour point à point via, oui, via OASIS, la capacité déjà affichée, o.k.

Bon alors, pour ce qui est d'une, dans tous les cas, vous procédez à une étude d'impact, dans tous les cas où vous recevez une demande nouvelle de service de point à point, vous procédez à une étude d'impact, est-ce que je comprends que c'est le cas?

R. Bien, on va, je pense, reprendre tout le processus pour le point à point dans l'équipe commerciale. Je ne sais pas si on veut rentrer... Il y a un processus temps réel via OASIS, donc on affiche la capacité pour, et les clients accrédités peuvent s'en prévaloir.

239 Q. Mais là, la capacité existe déjà puisque...

R. La capacité, elle est là.

240 Q. ... on n'est pas au niveau de la planification?

R. Et via le système OASIS aussi, si la capacité n'est pas là, les clients accrédités vont faire une demande d'étude d'impact.

241 Q. O.K.

R. Et on va procéder à l'étude qu'ils vont payer. Et, en tout cas, par la suite, si le client réalise, a besoin de faire un raccordement, mettons qu'un producteur privé voudrait se raccorder au réseau, bien on va faire l'étude, la demande d'étude d'impact et il va payer les coûts. On va isoler des coûts d'avant-projet et si jamais il ne réalise pas son projet, on va lui imputer; et s'il le réalise, bien là, on va, ce qu'on propose via le processus actuel, c'est que les coûts soient jusqu'à un certain niveau,

puis intégrés dans la base tarifaire.

- 242 Q. Est-ce que vous êtes amenés, comme transporteur, lorsque vous faites la planification à long terme, est-ce que vous êtes amenés à faire une projection des besoins possibles des clients de point à point sur une base, que ce soit une base décennale ou d'un terme comparable, donc avant de recevoir des demandes spécifiques d'études d'impact, est-ce que, pour la planification à long terme, sur dix ans, est-ce que vous êtes amenés à faire une prévision des demandes que vous pourriez recevoir sur cette période décennale?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. On aimerait bien ça qu'il y ait des clients qui se pointent pour les dix prochaines années. Dans les faits, non, à moins qu'il y ait un client qui nous dise qu'il, qui nous annonce que peut-être qu'il voudrait s'installer quelque part. Et là, on verra, mais dans les faits actuellement, c'est un cas qui ne se présente pas.
- 243 Q. O.K., vous n'êtes pas amenés, par exemple, à faire une prévision à partir des données historiques de la croissance éventuelle du service de point à point, de faire des prévisions sur ce qu'elles pourraient être sur une base à long terme?
- R. Je vous inviterais à reposer la question à mon collègue de commercialisation, quel est son processus

de côté-là. Dans le mode planification du réseau comme tel, vous dire l'histoire, on est ouverts juste depuis le premier (1er) mai quatre-vingt-dix-sept (97) et des demandes de raccordement additionnelles depuis ce temps-là, il n'y en a pas eu beaucoup.
(16 h 30)

- 244 Q. En ce qui concerne la planification de l'offre, je vais vous poser une question mais cette question est en rapport avec un article du texte réglementaire, je sais que ce n'est pas vous qui êtes chargé de parler de cet aspect-là, simplement pour ne pas vous induire en erreur, je veux être sûr que ce texte soit à votre disposition au cas où vous auriez à y référer. Il s'agit de l'article 28.2 du texte réglementaire. Dans HQT-11.

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui.

- 245 Q. Il y a une phrase dans cet article qui se lit comme suit, enfin dans le texte ancien, on disait que c'était le transporteur, dans le texte nouveau, on dit que :

Le distributeur et le producteur sont tenus de désigner, pour le compte des clients de charge locale, des ressources et des charges.

Ce texte me rend perplexe un peu quant au rôle du producteur quant à la désignation des ressources, et j'aimerais que vous m'indiquiez, en fonction de votre pratique à vous comme transporteur, * la désignation des ressources disponibles +, est-ce que je comprends que ce sont les producteurs qui communiquent directement avec vous, parce qu'il n'y a pas seulement Hydro-Québec, il y a des petits producteurs privés, pour vous indiquer les ressources qui sont disponibles chez eux et qui sont en ligne, ou est-ce que ce sont, ou est-ce qu'il s'agit du distributeur qui vous indique quels sont les producteurs, quelles sont les ressources qui font partie de son plan d'approvisionnement?

M. MICHEL BASTIEN :

- R. Si vous permettez, Maître Neuman, je vais répondre à cette question, qui pourrait aussi être reprise dans le cadre du thème numéro 6, où on traite des modifications au contrat du service de transport, dont celle-ci.

Pour anticiper un peu sur la réponse que l'on fera à ce moment-là à cette même question, on dira que le transporteur, enfin le texte a été modifié pour refléter le fait que dans la nouvelle, dans le nouveau jargon de la Loi sur la Régie de l'énergie, il y a le transporteur et il y a le distributeur

alors qu'auparavant, et donc il y a le producteur, alors qu'auparavant, dans le cadre du contrat du service de transport, le transporteur, c'était Hydro-Québec, alors donc, sans distinction est-ce que c'est la production, le transport et la distribution.

Donc dans le nouveau cadre réglementaire et dans le nouveau vocabulaire que l'on utilise, le transporteur n'a pas de ressources propres. Donc il fallait nécessairement que ça soit quelqu'un d'autre qui désigne ces ressources-là et selon le type de contrat ou d'entente que le distributeur aura avec certains producteurs, il sera celui qui désigne les ressources au nom du producteur, alors que dans d'autres cas, c'est le producteur qui va le faire directement.

L'important là-dedans, c'est que le transporteur sache quelle est la, les sources de production à partir desquelles il doit transporter l'électricité, alors c'est ça qui est l'idée.

- 246 Q. Mais est-ce que je comprends correctement que le producteur ne communiquera ses ressources disponibles que dans la mesure où celles-ci font partie du plan d'approvisionnement du distributeur concerné, que le producteur n'a pas à vous demander, finalement, de faire le plan d'approvisionnement du distributeur concerné?

M. DANIEL VAILLANT :

R. On ne fait pas le plan d'approvisionnement du distributeur, le distributeur va faire son plan d'approvisionnement. On comprendra que le distributeur, au sens qu'on l'entend aujourd'hui, ça ne fait pas longtemps qu'il est créé, je pense que ça fait quelques mois, donc on est en attente, nous autres aussi, d'avoir ce plan-là déposé à la Régie et approuvé. Lorsque le producteur Hydro-Québec a un besoin, lui, il fait une demande d'étude d'impact, comme les autres.

247 Q. Vous parlez des ressources, des ressources?

R. Pardon?

248 Q. Vous parlez de la désignation des ressources?

R. Bien, mettons que si c'est pour aller avec celui dans le plan d'approvisionnement du distributeur, ça va venir par le distributeur. Moi, quand je reçois une demande, je demande toujours : * Est-ce que c'est requis par le distributeur? + Si c'est requis par le distributeur, c'est au distributeur à me le dire. Si c'est un besoin spécifique d'Hydro-Québec dans sa fonction production, j'exige que ça soit une demande d'étude d'impact. Et il y en a actuellement sur le site OASIS.

249 Q. Et on parlait de charge locale, on parle, dans cet article, on parlait de charge locale?

R. Oui, tout ça pour vous dire que lorsqu'il y a des ressources identifiées qui ne sont pas pour la charge

locale, ça passe par le processus.

250 Q. O.K.

M. MICHEL BASTIEN :

R. Vous me permettez une petite correction, Maître Neuman, on parle de réseau intégré dans le cadre du contrat de service de transport et non pas de charge locale.

251 Q. À 28.2, je vois...

R. L'article 28.2 s'inscrit dans la section 3, qui s'intitule * Service de transport en réseau intégré +.

252 Q. Je ne vais pas débattre là-dessus mais la phrase indique clairement * pour ses clients de charge locale +. Monsieur Vaillant, vous avez mentionné tout à l'heure que la planification initiale telle qu'elle avait été faite jusqu'à il y a quelques mois tenait compte, au niveau de l'offre, de l'entrée en service à long terme de l'équipement à Gull Island et que, bon, des indications plus récentes mettent en question cet équipement.

Est-ce que, actuellement, vous avez reçu un scénario de remplacement pour, indiquant les ressources disponibles sur le même échéancier, sur l'échéancier décennal, pour répondre à la demande que vous avez également reçue, donc en remplacement de cet équipement de Gull qui n'est plus apparemment dans

les prévisions?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Non.

253 Q. O.K. Donc actuellement, vous n'avez pas les scénarios, vous n'avez pas les données requises pour faire la planification décennale puisqu'il manque un élément clé, à savoir quelles seraient les ressources disponibles d'ici dix ans pour satisfaire la demande que vous avez, par ailleurs, reçue du service de monsieur Nadeau?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Il en manque plusieurs, oui.

254 Q. Est-ce que ça serait correct de dire que l'incertitude à laquelle vous faites face en ce moment, puisque vous n'avez pas ces éléments clés vous servant, qui peuvent vous servir à effectuer correctement la prévision décennale, que cela serait susceptible de causer un choc tarifaire lorsque l'information vous serait ultimement disponible quant aux ressources qui existeront sur le réseau sur cette période de dix ans, que le délai qui s'écoule pendant lequel vous n'avez pas cette information est susceptible de vous amener à retarder certains choix qui pourraient être enclenchés, lorsqu'ils seraient enclenchés provoquer un choc tarifaire?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. On va se conformer à tout ce qui va être requis au niveau, pour intégrer les centrales qui sont désignées au plan d'approvisionnement. Ce qu'on cherche à avoir en transport, c'est essayer d'avoir, même étant donné notre taille et notre ampleur, une certaine agilité pour réagir, puis on a des techniques de réseau qui vont nous permettre de le faire.

Maintenant, est-ce que ça va modifier substantiellement le tarif? Je ne sais pas quel tarif que vous parlez, est-ce que c'est le tarif de transport ou, pourriez-vous préciser votre question?

- 255 Q. Bien, du tarif de transport puisqu'on parle de, qu'il reflétera les investissements lorsqu'ils seront, lorsqu'ils ont à être effectués.

M. DANIEL VAILLANT :

- R. Qu'il y ait un retard ou pas dans le scénario du distributeur, pour nous autres, tout dépendant de son choix, la figure, le coût de raccordement ou le coût dans la base, si c'est le même scénario, à la date qu'il sera prévu, n'aura pas de changement. Autrement dit, s'ils prévoient intégrer une centrale de mille mégawatts (1000 MW) dans un endroit donné, que ça soit en deux mille cinq (2005) ou en deux mille dix (2010), bon, on va voir ce coût-là se refléter à la

date prévue.

Mais ça coûte, pour nous autres, ça ne nous coûte pas plus cher l'intégrer en deux mille dix (2010) ou en deux mille cinq (2005), tout dépendant du rythme et des scénarios qu'il aura choisis, à part de l'inflation.

256 Q. Et si vous avez à l'intégrer d'une manière plus rapide vu le délai plus court de réalisation qui sera, qui résultera du retard quant au point de départ?

R. Je vous dirais que plus la contrainte est grande, plus les processus réglementaire et procédural sont vite. Et ça coûte moins cher. Le problème qu'on rencontre souvent, c'est les délais et non pas le faire plus vite. Et l'expérience, on l'a vu avec le verglas, ce qui coûte le moins cher, c'est de construire rapidement. Je vous donnerai l'expérience de la ligne Duvernay-Anjou, c'est neuf ans et neuf mois, neuf ans d'attente pour la réglementation et les processus et neuf mois pour la faire. Ça fait que ce n'est pas le neuf mois qui a coûté le plus cher.

M. MICHEL BASTIEN :

R. J'aimerais compléter la réponse de monsieur Vaillant, si vous le permettez. Moi, ce que j'en comprends de votre question et ce que je rajouterais, c'est que c'est beaucoup moins cher de faire une ligne qui a un

client, c'est-à-dire dont une source d'approvisionnement a été sélectionnée par le distributeur avec un contrat déjà signé et qui donne des informations sur la quantité, la localisation et l'année où le besoin se fait sentir, que de construire une ligne qui va devenir inutile parce que notre scénario ne s'est pas réalisé.

On est dans un univers de certitudes, c'est beaucoup moins coûteux que dans un univers d'incertitudes.
(16 h 40)

- 257 Q. Dans la planification des investissements, vous êtes amené à faire des, donc à partir d'un certain nombre de scénarios que vous examinez, à faire certains choix, vous avez mentionné dans votre présentation acétate que vous tenez compte des impacts environnementaux - je cherche la page - 10 et suivantes, pardon, 9 et 10. Est-ce que je comprends que, dans l'évaluation des scénarios, donc avant qu'on aboutisse à des projets spécifiques qui sont effectivement soumis aux instances régulatrices, que vous faites ce qu'on pourrait appeler une évaluation environnementale sommaire des différents scénarios possibles pour tester le réalisme afin de choisir le meilleur scénario qui serait effectivement soumis pour les diverses approbations?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Oui.

258 Q. Cette évaluation environnementale sommaire, est-ce que vous pouvez la décrire? Quelle forme est-ce qu'elle prend concrètement chez vous, là? Est-ce que vous pouvez décrire en quoi ça consiste?

R. Je vais y aller de mémoire, là. C'est principalement, on se fie sur les études qui ont déjà été faites de terrain, des relevés qui sont faits globalement à la grandeur de la province. Aussi, on a eu des projets précédemment sur un territoire donné. Donc, avec ces relevés-là, on connaît ce que le monde de l'ingénierie des lignes connaissent, différents paramètres, comment qualifier le niveau de sensibilité d'une zone en fonction de la végétation, de la topographie, y a-tu de l'eau, pas de l'eau, les types de... différents paramètres pour qualifier l'habitation faunique, milieu urbain, semi-urbain, milieu agricole, ainsi de suite.

Donc, il y a tout un historique, il y a tout un paramètre, toute une série de paramètres déjà convenus par les projets antérieurs. Et on tient compte de tous ces paramètres-là déjà établis et même ceux que les populations ou les différents milieux nous ont déjà indiqués, que ce soit le milieu agricole où est-ce qu'ils ont une certaine préoccupation en fonction de leur exploitation,

milieu forestier, les milieux autochtones. Donc, on a quand même, là, un bagage historique qui se construit de projets en projets.

Et, ça, ça sert toujours d'intrant pour lorsqu'on a à définir un projet futur, bon, bien, c'est sûr qu'on n'ira pas, on tient compte de ces paramètres-là pour optimiser les premiers choix du scénario qu'on va pouvoir déposer. Et c'est revalider par le processus d'audiences publiques avec le BAPE qui est une étape, je dirais, presque finale de tout un processus d'études à faire. Je pense que ça avait déjà été déposé en preuve l'ensemble des processus et autorisations qu'on doit aller chercher. Donc, on tient compte de ces paramètres-là.

- 259 Q. Au niveau des scénarios, du choix des scénarios qui vous amènent à identifier celui qui serait retenu pour fins d'approbation ultérieure, est-ce que les démarches internes qui ont actuellement cours au sein de TransÉnergie en vue d'obtenir la certification ISO 14001, est-ce que ces démarches-là vous ont amené, est-ce qu'il vous a été requis de systématiser ce type de documentation, donc d'évaluation des aspects environnementaux pouvant être pertinents aux différents scénarios que vous examinez?
- R. Bien, moi, je vous dirais, sans parler pour le groupe Équipement qui est responsable de faire l'ingénierie et de procéder aux études d'avant-projet, que tout ce

processus-là était déjà tout documenté avant même qu'on fasse ISO 14001. ISO 14001 est un outil qui permet de généraliser l'ensemble de la documentation, mais pour ce qui est de façon spécifique pour répondre à votre question, on n'avait pas attendu ISO 14001 pour systématiser ça.

260 Q. Est-ce que ce type d'évaluation environnementale sommaire préalable, est-ce que ces documents-là sont publics à votre connaissance?

R. Je ne penserais pas.

261 Q. Je vais vous poser des questions sur un autre sujet. Également, dans le cadre de la prévision des investissements requis, êtes-vous amené également à faire des prévisions, des prévisions quant à l'état de développement, quant à la recherche et développement et quant au nouveau type d'équipement qui pourrait être disponible dans cette période de dix ans, je fais référence à, éventuellement à de la technologie qui permettrait d'accroître la capacité de lignes, qui permettrait d'accroître la robustesse, est-ce que vous pouvez m'expliquer un peu qualitativement ce que vous faites pour intégrer ces développements prévus pour la décennie dans votre processus de planification?

R. Bon, je ne veux pas répéter ce que monsieur Régis a mentionné au niveau de tout le processus de recherche et développement. Simplement vous dire que, en dehors de la planification de la recherche et développement,

tant qu'on n'a pas d'indication qu'on va avoir une solution à succès, on ne l'intègre pas dans la planification. Donc, on reste avec les solutions conventionnelles. Si le Centre de recherche, suite à des mandats qu'on lui a donnés, nous indique un potentiel d'amélioration, mettons sur une capacité de transit pour une technologie donnée dans cinq ans, là, on va en tenir compte. Mais tant qu'on n'a pas d'indication solide, on ne met pas dans les prévisions. On comprend que c'est deux processus de planification, une qui planifie la recherche et l'autre son impact. Et tant qu'on ne présume pas de la résultante, tant qu'on n'a pas eu d'indication comme quoi on va avoir un succès.

262 Q. Je vais faire une digression à ce propos quant à la ligne Radisson/Nicolet dont on a parlé tantôt. Lorsque la ligne a été présentée pour approbation, sauf erreur la date est autour de mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987), est-ce que je... est-ce que vous pouvez vérifier?

R. Vous n'êtes pas loin. Moi, la date que j'ai, c'est avril quatre-vingt-six (86).

263 Q. Quatre-vingt-six (86). O.K. Donc, au moment où ce projet a été présenté, c'était avant le programme AFRT, là, qui date du début des années quatre-vingt-dix (90) jusqu'à ce jour, et qui fait suite à la grande panne de mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989), si j'ai bien compris?

R. Oui.

264 Q. Donc, à l'époque où le projet Radisson, Nicolet a été présenté, la technologie qui, maintenant, a été implantée de compensation en série et d'autres mesures n'était pas encore en place sur l'ensemble du réseau comme elle l'est actuellement?

R. Oui.

265 Q. O.K. Donc, à cette époque, s'il y avait un besoin pour un client donné d'une fiabilité particulière, l'ensemble du réseau n'était pas en mesure de fournir cette fiabilité. Et est-ce que je comprends que c'est ce qui a pu expliquer d'avoir une ligne à courant continu qui soit, qui puisse être isolée du reste du réseau en cas de panne généralisée du réseau, sur le reste du réseau?

R. Non. Il faut comprendre que, comme monsieur Gingras vous a mentionné tantôt, le projet du réseau multiterminal permet de répondre à plusieurs préoccupations en même temps. Il permet d'acheminer deux mille mégawatts (2000 MW) directement dans la poche de charge du réseau à Nicolet; il permettait d'isoler une production. Ça nous permet de façon imagée, ça nous permet et ça nous donne le choix aussi, excusez, ça nous donne... excusez ma réponse, elle est longue, Monsieur le Président, j'essaie juste de bien qu'on comprenne que permet de faire le RMCC.

LE PRÉSIDENT :

Le but des réponses, c'est de vous permettre d'expliquer au complet vos réponses et non pas de les escamoter.

M. DANIEL VAILLANT :

R. D'accord. Merci.

LE PRÉSIDENT :

Allez-y!

M. DANIEL VAILLANT :

R. Donc, ce que ça permet de faire, c'est l'équivalent que de dire, lorsqu'on fonctionne en mode îloté, c'est comme si on permet d'avoir deux mille mégawatts (2000 MW) directement... C'est comme l'équivalent de mettre une centrale directement à Nicolet. C'est ça que ça permet de faire. En même temps, ça nous permet aussi d'être... on peut aussi, si jamais on manque une ligne, on a une contrainte sur le réseau de transport de tout le corridor Baie James, ce réseau-là est complètement autonome indépendant.

On peut l'avoir synchronisé, donc on peut prendre la production de LG2, tout ce qui passe par Radisson, il n'y a pas juste LG2A qui passe par là, il y a LG2, toute la Baie James passe par, bien une partie de la Baie James passe par Radisson. Donc, ça donne le

choix. Et même temps, ça nous permet de rattacher cette production-là directement à Nicolet sans dépendre de tout ce qui peut se passer sur le réseau. Donc, c'est une alternative et une flexibilité pour l'exploitant énorme. Ça, ça permet de faire ça.

Quand on parle, là, bon, les exigences américaines, tout ça, ils considéreraient qu'Hydro-Québec, avec toutes les séries de pannes qu'on a eues dans les années quatre-vingt (80) qu'on n'était pas fiable. Et je dirais que la population québécoise, c'est ce qu'elle nous a donné aussi comme signal. On a mis en place la compensation série, mais on n'a pas juste fait ça. C'est ce qui, en termes d'investissements majeurs, apparaît le plus.

Mais il a fallu aussi s'assurer que le réseau soit capable de répondre à toute une série de critères, revoir la façon qu'on designait nos automatismes, revoir de quelle façon qu'on faisait nos protections, l'entretien de nos protections, des processus de travail pour améliorer la qualité de service au Québec. C'est ça qu'on a cherché de faire. Mais comprenons-nous bien, le RMCC, le réseau multiterminal, a une flexibilité qu'on n'aurait jamais eue avec une ligne à 750 kV régulière.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

- 266 Q. Je vais vous poser des questions sur un autre aspect. Et je vous demanderais de... Il s'agit du service de régulation et de contrôle de fréquence qui est également offert par le transporteur. Est-ce que je comprends que, dans le cadre de vos activités de transporteur, vous êtes amené, et on ne parle plus du processus de planification, mais on parle de l'exploitation à ce stade-ci, que vous êtes amené à entrer en contact directement avec les producteurs désignés, les producteurs sur le réseau afin d'obtenir d'eux les ressources nécessaires pour permettre cette régulation de fréquence en temps réel, donc au-delà, que vous ne passiez pas par le distributeur pour ça, vous êtes vous-même littéralement en train de gérer ce besoin avec les producteurs directement?

M. MICHEL ARMSTRONG :

- R. Exact.
(16 h 50)
- 267 Q. La même chose pour le service de puissance réactive?
- R. Tout à fait, ce sont des services qui sont qualifiés de services ancillaires, je pense que le terme français est services complémentaires. Et la régulation de fréquence, le soutien de tension...
- 268 Q. C'est ça.
- R. ... qui sont fournis, bien entendu, par le

comportement électrique, les groupes turbines à alternateur sont fournis par les producteurs.

269 Q. Effectivement. Ce qu'on a appelé tout à l'heure lors d'une réponse antérieure la réserve synchrone, c'est ce qu'on appelle la réserve tournante dans le règlement, c'est bien ça?

R. Exact.

270 Q. Et qui est également gérée par vous directement auprès du producteur pour obtenir les services requis en temps réel dans le cas de la réserve synchrone et...

Dans le cas de la réserve supplémentaire, je comprends que c'est la réserve, ce qu'on appelle la réserve de dix minutes, la réserve de trente minutes?

R. Oui. Selon les critères du NPCC.

271 Q. Dans la description, je pense que je n'ai pas besoin de vous référer au texte puisque vous savez de quoi il s'agit, au niveau de la réserve supplémentaire vous faites appel non seulement à des ressources auprès des producteurs directement mais, si je comprends bien, vous gérez avec les distributeurs la gestion de la charge interruptible, donc...

R. La réserve, la charge interruptible ne fait pas partie de la réserve comme telle. En fait c'est ce que nous on appelle des moyens de gestion, ce sont des moyens qui sont utilisés lorsque la capacité du producteur pour nous fournir les réserves requises

deviennent insuffisantes et qu'à ce moment-là on prend des actions au moyen de la charge qui forcément se transfère au niveau de la production. Donc en diminuant la charge la production devient ainsi libérée et nous permet d'avoir cette charge-là en production.

272 Q. Donc est-ce que je comprends bien, lorsque donc ces ressources chez les producteurs sont insuffisantes, vous contactez le distributeur pour lui demander d'exercer les autres outils disponibles pour réduire la charge, ce qui peut inclure soit la charge interruptible soit le délestage s'il n'y a pas de charge interruptible?

R. Ce sont des moyens externes de délestage. En fait ce qu'il faut vous expliquer c'est que lorsque la réserve requise soit synchrone soit supplémentaire devient insuffisante on a une série de moyens qui nous permettent d'essayer de la rétablir. Parmi ces moyens-là il y a des moyens qui appartiennent au transporteur : changer la configuration du réseau, maximiser en dépassant parfois ou en optimisant l'utilisation des équipements du transporteur, c'est une façon.

Une autre série de moyens à notre disposition sont bien sûr, ceux qui agissent au niveau de la charge, donc du distributeur et un de ces moyens ultimes là, est effectivement de délester une partie de la

charge, mais ça c'est un moyen ultime.

273 Q. Oui.

R. Bien sûr qu'on va faire appel à l'interruptible pour lequel la clientèle a déjà un contrat qui permet de faire appel à ce moyen-là.

274 Q. Dans ces cas ultimes et lorsqu'applicables, vous, comme transporteur demandez au distributeur d'exercer ces options en question?

R. Tout à fait.

275 Q. Sur l'acétate 10, il y a un terme que je ne comprends pas, le point qui est à peu près au milieu de la page où il est indiqué : * Élément d'arbitrage pour des solutions maillant le réseau +, qu'est-ce que vous voulez indiquer par cela?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Lorsqu'il y a un problème qui a été identifié et puis qu'on a identifié diverses options pour le solutionner, il peut y avoir des options de réseau qui maillent davantage le réseau et on va essayer de privilégier ces options-là, on l'a vu avec le verglas que lorsqu'on avait un maillage... Le maillage du réseau est bénéfique en soi puis le verglas, je pense, nous l'a fait apprécié à sa juste valeur, parce que c'est un élément d'arbitrage lorsqu'on a des solutions qui sont comparables, toutes autres choses étant égales, on va tenter de les choisir.

276 Q. Par arbitrage vous voulez dire au niveau, à votre

niveau lorsque vous choisissiez entre les scénarios possibles, c'est à ce niveau-là que vous parlez d'arbitrage? Ce n'est pas un arbitrage avec Hydro Distribution?

R. Non non, non non.

277 Q. Il a été fait référence par monsieur Régis lors de sa présentation à la notion d'événement unique, vous y avez également fait référence en parlant de la norme N moins 1, à laquelle vous vous conformez. Est-ce que je comprends qu'en raison des particularités géographiques du Québec que vous devez aller au-delà de la norme N moins 1, notamment lorsque plusieurs lignes se trouvent dans un même corridor que vous ne pouvez pas au Québec considérer ça comme étant un événement, comme des événements séparés si plusieurs lignes situées dans le même corridor deviennent inutilisables?

M. DANIEL VAILLANT :

R. Peut-être juste préciser au niveau de votre mise en contexte, il y a un élément qui est peut-être incompris. Lorsque monsieur Régis mentionnait des événements uniques, c'est vraiment des événements qui ont impacté le réseau de façon forte et qui ont causé une panne provinciale. Donc c'est ce qu'il parlait d'événements uniques qui avaient été enlevés dans les graphiques du IC.

Quand on parle du N moins 1 ça veut dire que on doit être dans une configuration qu'on doit être capable de prendre la perte du premier élément. Donc je vais laisser Jean-Pierre compléter.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Oui, c'est très bien. Juste à titre d'exemple, dans la charte des pannes, par exemple, qu'a présentée monsieur Régis, je ne les connais pas toutes par coeur mais je me souviens des trois dernières. Il y a eu la panne de 82, on a eu une explosion d'un appareil au poste Lévis, instantanément on a perdu plusieurs lignes au poste, ça a entraîné la perte du réseau par instabilité.

En 88 on a perdu le poste Arnaud par des conditions de verglas, il y a eu un automatisme qui n'a pas fonctionné et en 89 on a eu une panne générale à cause de l'orage géomagnétique, ça fait que c'est, ce sont des éléments, c'est des événements initiateurs uniques mais qui ont eu des conséquences graves à l'époque.

278 Q. Mais ma question a rapport avec la configuration particulière du réseau québécois : est-ce que je comprends que selon la norme N moins 1, lorsque deux lignes dans un même corridor deviennent simultanément inopérables c'est considéré comme étant deux événements selon la norme? Et cela n'est peut-être

pas tout à fait applicable au Québec si l'on tient compte de conditions géographiques et climatiques?

M. DANIEL VAILLANT :

- R. C'est exact. Ce n'est pas à cause des conditions climatiques. Je pense que la norme N moins 1 c'est l'exigence de base du côté du NPCC, mais je vais laisser Jean-Pierre compléter.

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

- R. Comme on dit la norme N moins 1 est là, on pourrait passer tous les éléments que l'on regarde au NPCC un par un si jamais vous le désirez mais je pense qu'il y a une autre cause qui est prévue pour regarder la fiabilité, là. Ce que je peux vous dire c'est que même au NPCC il y a des événements qu'on regarde, par exemple, perte sur le réseau principal, perte d'une ligne bi-therme, on peut... c'est deux circuits sur une même tour, sur une même ligne. Comment vous appelez ça, appelez-vous ça du N moins 1 ou du N moins 2? On regarde ce genre d'événements-là et le réseau doit être capable de résister à ça. On le regarde aussi, nous aussi à 700 kV je l'ai mentionné tantôt, on s'est doté d'un plan de défense pour éviter les pannes générales lorsqu'on avait des événements sévères, puis on couvre pour la plupart des conditions du réseau jusqu'à la perte complète de certains postes, des postes.

LE PRÉSIDENT :

Maître Neuman...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je termine, je termine dans deux minutes.

LE PRÉSIDENT :

Oui.

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Deux minutes d'avocat?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ça ne sera pas deux minutes d'avocat.

LE PRÉSIDENT :

Alors on vous permet de continuer mais on vous signale qu'il est cinq heures (19 h).

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Merci, Monsieur le président.

- 279 Q. Le taux de congestion à la pointe qui est constaté dans le document de monsieur Vaillant qui est HQT-3, document 1, page 25, se situe de quatre-vingt-douze pour cent (92 %) à quatre-vingt-quatorze pour cent (94 %)...

Me JACINTE LAFONTAINE :

Pouvez-vous répéter la référence?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, page 8 des acétates, qui sont...

Me F. JEAN MOREL :

Le tableau s'intitule * Taux d'utilisation du
réseau... +

Me DOMINIQUE NEUMAN :

* ... durant les pointes +.

Me F. JEAN MOREL :

C'est ça, je pensais que vous aviez dit * Taux de
congestion +.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ah, pardon.

Me F. JEAN MOREL :

C'est juste pour fins de précision.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

280 Q. Est-ce qu'il y a, selon les pratiques de transpor-
teur, est-ce qu'il y a un niveau d'utilisation qu'on
pourrait qualifier critique au-delà duquel il est
nécessaire de considérer des ajouts pour baisser ce

taux d'utilisation, c'est-à-dire, en d'autres termes, est-ce qu'il y a une marge avant d'atteindre le cent pour cent (100 %) qui selon les pratiques usuelles ne doit pas être dépassée?

M. JEAN-PIERRE GINGRAS :

R. Parfait. Peut-être juste vous contextualiser le quatre-vingt-quatorze point trois pour cent (94,3 %) qu'on observe à l'an deux mille (2000). J'ai mentionné plus tôt que lorsqu'on concevait le réseau, on répartissait la réserve synchrone à l'ensemble des centrales hydroélectriques. On répartit un mille mégawatts (1000 MW) comme ça de réserve synchrone, ce qui correspond, grosso modo, à peu près, à trois pour cent (3 %) de la production.

Ça fait que c'est, ça, c'est notre mode normal, disons, là, qu'on regarde pour un réseau. Ça veut dire qu'ici, à quatre-vingt-quatorze point trois (94,3), on se rapprocherait de la zone de quatre-vingt-dix-sept pour cent (97 %), alors que le cent pour cent (100 %), lui, d'utilisation, ça, ça serait un mode qui est réservé seulement pour des conditions d'extrême urgence. On agit avant ça.

281 Q. C'est ça. Et est-ce qu'il y a, dans les pratiques usuelles de transporteur, un pourcentage justement quant au taux d'utilisation, qu'il est décommandé,

qu'il n'est pas recommandé de dépasser?

- R. Le transporteur a toutes les limites en temps réel du réseau avec la configuration en temps réel qu'il a. C'est tout précalculé. Toutes les limites que j'ai montrées sur, on peut voir un acétate, page 16, ces limites-là...
- 282 Q. Je m'excuse, la page 16, c'est une des pages que malheureusement... et je n'ai pas récupéré les pages 16 et 17 encore.
- R. Elle est à l'écran.
- 283 Q. Oui, d'accord.
- R. O.K. C'est les diverses limites ici. Ça, ces diverses limites-là, j'ai illustré ici les limites de ce qu'on appelle un réseau noble. Dans le jargon, ça veut dire c'est un réseau qui a tous ses équipements. Un réseau qui serait privé, par exemple, d'une ligne ici, s'il y a une ligne ici qui était retirée pour entretien, ou toute autre cause, cette capacité-là ici va réduire. Et l'exploitant, lui, l'exploitant va respecter, en temps réel, ces limites-là. Lorsqu'on a un événement, il a trente (30) minutes pour redispatcher et respecter la nouvelle contrainte.
- 284 Q. O.K. Donc je comprends de votre réponse qu'il n'y a pas de limites en dessous de, que ça soit un niveau quelconque dans la zone des quatre-vingt-dix pour cent (90 %) à ne pas dépasser, il n'y a pas de...

M. DANIEL VAILLANT :

R. Ce n'est pas un mode de fonctionnement dans l'industrie.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. Je vous remercie, alors ça termine mes questions.

LE PRÉSIDENT :

On vous remercie, Maître Neuman, votre taux de performance s'améliore.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'est mieux de demander quarante (40) minutes et d'en faire quarante (40) que d'en demander vingt (20) et d'en faire quarante (40).

LE PRÉSIDENT :

Oui, c'est ça. On va continuer mardi prochain, à neuf heures trente (9 h 30). Maintenant, on vous a distribué le calendrier de la semaine prochaine, s'il y a des contraintes particulières, s'il y a des difficultés, on vous prie d'essayer de vous entendre entre vous, sinon d'en faire part au secrétaire de la Régie, madame Dubois, qui essaiera de conjuguer le sort de tout le monde. Sinon, bien vous nous demanderez des directives et on en émettra.

R-3401-98
12 avril 2001
Volume 8

PANEL 3 - THÈME 2
HYDRO-QUÉBEC
C.-int. Me Dominique Neuman

Alors, Joyeuses Pâques à tout le monde et reposez-vous bien.

AJOURNEMENT

Nous, soussignés, ODETTE GAGNON 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 :

-
-
-

ODETTE GAGNON
Sténographe officielle

JEAN LAROSE
Sténographe officiel