

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT
2014-2023 DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-3864-2013

RÉGISSEURS : Me LOUISE ROZON, présidente
Mme DIANE JEAN
M. BERNARD HOULE

AUDIENCE DU 20 JUIN 2014

VOLUME 5

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me ÉRIC FRASER
procureur de Hydro-Québec Distribution;

MIS EN CAUSE :

Me STÉPHANIE L. ROBERTS
procureure du Procureur général du Québec (PGQ);

PARTICIPANTS :

Me STÉPHANIE LUSSIER
procureure de l'Association coopérative d'économie
familiale de l'Outaouais (ACEFO);

Me STEVE CADRIN
procureur de l'Association des hôteliers du Québec
et de l'Association des restaurateurs du Québec
(AHQ/ARQ);

Me STÉPHANE NOBERT
procureur de l'Association québécoise de la
production d'énergie renouvelable (AQPER);

Me PIERRE PELLETIER
procureur de l'Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et du
Conseil de l'industrie forestière du Québec
(AQCIE/CIFQ);

Me PAULE HAMELIN
procureure de Énergie Brookfield Marketing S.E.C.
(EBM);

Me ANDRÉ TURMEL
procureur de la Fédération canadienne de
l'entreprise indépendante (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET
procureure de Groupe de recherche appliquée en
macroécologie (GRAME);

Me FRANKLIN S. GERTLER
procureur de Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROÉE);

Me ANNIE GARIÉPY
procureure de Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me DOMINIQUE NEUMAN
procureur de Stratégies énergétiques et Association
québécoise de lutte contre la pollution
atmosphérique (SÉ/AQLPA);

Me HÉLÈNE SICARD
procureure de Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	5
PREUVE FCEI	7
ANTOINE GOSSELIN	8
LUCIE GERVAIS	8
INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL	8
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	21
PREUVE EBM	26
INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN	28
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	65
RÉINTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN	73
PREUVE AHQ/ARQ	75
MARCEL PAUL RAYMOND	77
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	77
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	132
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me ÉRIC FRASER	143
INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE	154
PREUVE UC	158
MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE	159
VIVIANE DE TILLY	159
INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD	159

R-3864-2013
20 juin 2014

- 5 -

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	179
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	181
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	183
DISCUSSION	183

R-3864-2013
20 juin 2014

- 6 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
C-AHQ/ARQ-0021 : Présentation	78
C-AHQ/ARQ-0022 : Article écrit en collaboration avec T. Falcon de 1991	80

1 L'AN DEUX MILLE QUATORZE, ce vingtième (20e) jour
2 du mois de juin :

3

4 LA GREFFIÈRE :

5 Protocole d'ouverture. Audience du vingt (20) juin
6 deux mille quatorze (2014), dossier R-3864-2013,
7 audience concernant la demande d'approbation du
8 Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur.
9 Poursuite de l'audience.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Merci, Madame la Greffière. Alors on poursuit avec
12 la preuve de la FCEI, Maître Turmel.

13

14 **PREUVE FCEI**

15

16 Me ANDRÉ TURMEL :

17 Bonjour, Madame la Présidente; bonjour aux
18 régisseurs, en ce beau vendredi avant un long
19 congé. Alors, la FCEI, les témoins de la FCEI,
20 monsieur Gosselin et madame Gervais, ont pris
21 place. Si on veut les assermenter.

22

23

24

25

1 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingtième (20e)
2 jour du mois de juin, ONT COMPARU :

3

4 **ANTOINE GOSSELIN**, économiste, ayant une place
5 d'affaires au 1039, rue de Dijon, Québec (Québec);

6

7 **LUCIE GERVAIS**, analyste au dossier pour la FCEI,
8 ayant une place d'affaires au 225, rue Roy-Audy,
9 Varennes (Québec);

10

11 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
12 solennelle, déposent et disent :

13

14 INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL :

15 Merci, Madame la Greffière.

16 Q. **[1]** Bonjour, Madame Gervais; bonjour, Monsieur
17 Gosselin. Alors, nous allons procéder à quelques
18 formalités d'usage. La question va s'adresser à
19 vous successivement. Madame Gervais, je comprends
20 que vous avez participé et vous contribuez à la
21 rédaction du mémoire de la FCEI, de la preuve de la
22 FCEI, la pièce C-FCEI-9. C'est exact?

23 Mme LUCIE GERVAIS :

24 R. Exact.

25 Q. **[2]** Monsieur Gosselin, est-ce que, c'est la même

1 question, vous avez participé à la rédaction de la
2 preuve de la FCEI?

3 M. ANTOINE GOSSELIN :

4 R. Oui.

5 Q. **[3]** Est-ce que cette preuve représente la position
6 de la FCEI?

7 M. ANTOINE GOSSELIN :

8 R. Oui.

9 Mme LUCIE GERVAIS :

10 R. Oui.

11 Q. **[4]** Est-ce que vous l'adoptez pour valoir comme
12 votre témoignage écrit en l'instance dans le
13 présent dossier?

14 M. ANTOINE GOSSELIN :

15 R. Oui.

16 Mme LUCIE GERVAIS :

17 R. Oui.

18 Q. **[5]** On parlait donc de la pièce C-FCEI-9. Et
19 j'avais la même question à propos des réponses
20 données à la DDR numéro 1 de la Régie, la pièce
21 C-FCEI-13. Vous avez participé, Monsieur Gosselin
22 ou Madame Gervais, un ou l'autre, à la rédaction de
23 ces réponses?

24 M. ANTOINE GOSSELIN :

25 R. Oui.

1 Q. [6] Et ça représente la position de la FCEI?

2 R. Oui.

3 Q. [7] Vous l'adoptez ce document également?

4 R. Oui.

5 Q. [8] Et je comprends qu'il n'y a pas de correction,
6 sauf erreur, à la preuve qui a été déposée. Donc,
7 vous êtes maintenant prêts à faire une
8 présentation, le cas échéant, à la Régie.

9 M. ANTOINE GOSSELIN :

10 R. D'accord. Merci. Alors, selon la formule maintenant
11 consacrée. Bonjour, Mesdames les présidentes,
12 Monsieur le Régisseur. On va être très bref ce
13 matin. On ne retardera pas inutilement les choses.
14 Et on va vous parlez de biénergie.

15 Alors, je n'irai pas dans le détail de ce
16 qu'on a proposé. Je pense que ce n'est pas
17 extrêmement compliqué. Ça se comprend assez bien.
18 Vous aurez certainement compris que, dans le fond,
19 ce qu'on cherche à faire, c'est de trouver des
20 façons d'exploiter au maximum le potentiel de la
21 biénergie autant dans le résidentiel que dans les
22 autres groupes de consommateurs.

23 Au niveau du résidentiel, la proposition
24 qu'on fait présente des avantages quand même qu'on
25 pense être assez importants. D'une part, elle

1 permet de... Elle est applicable rapidement. Et
2 c'est quelque chose qui, selon nous, pourrait même
3 être applicable dès le premier (1er) avril prochain
4 si la volonté. Elle permet de réaliser des ventes
5 additionnelles dans le contexte de surplus dans
6 lequel on se trouve, ce qui n'est pas inintéressant
7 deux cent cinquante gigawattheures (250 GWh) par
8 année selon les estimations du Distributeur.

9 Et également dans une perspective de plus
10 long terme et de court et de long terme, elle
11 permet de rendre le tarif plus attrayant pour les
12 clients, notamment... je fais référence au tarif DT
13 ici. Donc, elle permet de rendre le tarif plus
14 attrayant pour les clients existants. Donc, on sait
15 qu'il y a quand même pas mal de migration du tarif
16 DT vers le chauffage tout électrique. Donc, je
17 pense que c'est important de rendre le tarif aussi
18 attrayant que possible, et également de rendre le
19 tarif plus attrayant pour les nombreux clients au
20 mazout qui migrent chaque année vers le chauffage
21 tout électrique.

22 (8 h 36)

23 Hydro-Québec soulève deux objections à
24 notre proposition. La première, c'est au niveau du
25 calibrage du tarif. Alors en réponse à une DDR

1 numéro 3 de la Régie, Hydro-Québec a dit : « Bien,
2 il y a un problème un peu avec cette proposition-
3 là, c'est qu'on va devoir recalibrer le tarif puis
4 ça risque de le rendre moins attrayant pour une
5 portion de la clientèle », nommément les gens, les
6 clients actuels, donc ceux qui n'ont pas de
7 compteur intelligent, du moins, c'est ce qu'on
8 comprend de leur réponse.

9 Je répondrais à ça que ce n'est absolument
10 pas évident ou clair du tout qu'on ait besoin de
11 changer la façon dont on calibre le tarif et que
12 cette objection-là, à mon sens, n'est pas, ce n'est
13 pas un problème majeur. Et je m'explique.

14 Les clients qui vont avoir les compteurs de
15 nouvelle génération vont, effectivement, retirer un
16 bénéfice additionnel du tarif puis ils vont, ils se
17 retrouveraient, sous notre proposition, à se voir
18 tarifer le tarif de pointe moins souvent que les
19 autres. Et donc nécessairement, bien, il y a
20 certains kilowattheures sur lesquels aujourd'hui,
21 qu'aujourd'hui on facture au taux en pointe mais
22 pour eux seraient facturés à un taux hors pointe,
23 donc à un taux plus faible.

24 Par contre, le volume de kilowattheures sur
25 lequel il y aurait cette différence-là de taux qui

1 serait appliquée n'est pas si important que ça
2 parce que notre proposition vise des heures de
3 consommation la nuit, où quand même la consommation
4 de base n'est pas si élevée, et il y a aussi des
5 jours de fin de semaine et des jours fériés, mais
6 somme toute, ça ne fait pas, au total, un volume de
7 kilowattheures si important que ça.

8 Et on calcule que ça pourrait représenter
9 une perte de revenu, là, pour la, pour, chez ces
10 clients-là de leur proposer une bi-énergie
11 différenciée dans le temps, là, qui pourrait
12 tourner autour d'une soixantaine de dollars (60 \$),
13 là, puis je pense que c'est une estimation assez
14 conservatrice.

15 Or, quand vous regardez les analyses de
16 rentabilité qui ont été faites du tarif DT, les
17 dernières qui ont été faites, je pense c'était dans
18 le dossier... attendez un petit peu, je vais
19 vous... c'est à la pièce HQD-12, Document 2 du
20 dossier R-3776-2011, c'est les plus récentes, à ma
21 connaissance, qui ont été présentées par le
22 Distributeur, bien, on trouve une rentabilité du
23 tarif pour le Distributeur d'à peu près cent (100),
24 entre cent vingt et cent quarante dollars par année
25 (120 - 140 \$/a).

1 antérieurement d'améliorer l'attrait du tarif DT
2 pour la clientèle résidentielle. Et donc, c'est ça,
3 la crainte, là, que peut-être ça puisse nuire à
4 l'industrie du mazout.

5 D'abord, à ce niveau-là, je pense que tout
6 le monde aura constaté qu'il y a quand même une
7 tendance assez lourde, là, vers un départ du tarif
8 du chauffage tout au mazout, je pense que, je ne
9 pense pas que ça soit très avisé, là, de se fermer
10 les yeux, j'ai l'impression que tôt ou tard, ces
11 clients-là vont finir par aller vers une autre
12 source, un autre moyen de chauffage alors s'il y a
13 moyen d'essayer de les capter puis les aligner vers
14 la bi-énergie, ou en tout cas vers autre chose que
15 du tout électrique, ça ne sert à rien d'attendre
16 qu'il soit trop tard.

17 Donc, à ce niveau-là, et on a vu, lors du
18 témoignage de notamment monsieur Idoudi, qui
19 parlait des migrations entre le tout électrique,
20 les chauffages tout au mazout vers le tout
21 électrique, il nous a confirmé que, historiquement,
22 là, on était peut-être à dix à douze mille (10 000
23 - 12 000) clients par année mais que dans les
24 projections qui étaient faites, on parlait de, pour
25 les fins du Plan, on parlait de cinq mille (5 000)

1 environ migrations de clients par année.
2 (8 h 41)
3 C'est considérable quand on considère le
4 bassin total de clients qui chauffent au mazout
5 présentement, qui est peut-être quelque part autour
6 de cent cinquante mille (150 000), peut-être un peu
7 moins maintenant, là, c'est des données qui datent
8 un peu. Donc c'est considérable, sur l'horizon du
9 plan, sur dix (10) ans on parle de cinquante mille
10 (50 000) migrations, là. Et ici, par exemple, et
11 même d'ici à la fin du déploiement des compteurs
12 intelligents, là, on est quand même encore à
13 quatre, quatre ou peut-être cinq années avant de,
14 si on attend ce moment-là pour mettre en place un
15 tarif qui tiendrait compte des différences du temps
16 de la journée, là, pour facturer la pointe. Il y a
17 quand même, en quatre, cinq ans, à cinq mille
18 (5 000) par année, c'est quand même vingt-cinq
19 mille (25 000) clients qui ont migré et que vous
20 n'avez pas eu l'opportunité, peut-être, d'attirer
21 un peu plus vers la biénergie. Puis en plus de ça,
22 bien, il y a la... Maintenant, bon, on le sait, là,
23 le programme Chauffez Vert, qui vient inciter
24 encore plus les gens à aller vers le tout
25 électrique versus la biénergie.

1 Alors tout ça... Puis je vous dirais que,
2 au niveau de l'estimation de cinq mille (5 000)
3 migrations par année, à première vue ça nous semble
4 assez conservateur, considérant l'historique, puis
5 considérant aussi le fait qu'il y a le programme
6 Chauffez Vert. Donc, ça pourrait être plus que ce
7 qu'on pense.

8 Alors, tout ça étant dit, on croit qu'il y
9 a... on devrait... Il y a une certaine urgence ici,
10 là. Il n'y a aucune raison de repousser ça,
11 repousser ça, c'est... On se nuit, je pense, en
12 attendant trop longtemps.

13 Au niveau, maintenant, du secteur
14 commercial institutionnel, on voit, là aussi, que
15 bon, bien, il y a un potentiel important au niveau
16 du potentiel technico-économique en puissance. Donc
17 on est à environ mille quatre cents (1 400)
18 mégawattheures de potentiel technico-économique.

19 Le Distributeur dit, « Moi, ce potentiel
20 technico-économique-là, je l'exploite via l'option
21 d'électricité interruptible. » Alors, à ce niveau-
22 là, deux remarques que j'aimerais faire. D'abord,
23 on constate que - et le Distributeur le confirme -
24 il n'y a aucun client biénergie qui a adhéré à
25 l'option d'électricité interruptible. Donc, cette

1 option tarifaire-là ne rencontre pas,
2 manifestement, l'objectif d'aller exploiter ce
3 potentiel de réduction de la puissance-là. Et, bon,
4 il y a une nouvelle proposition qui est sur la
5 table, là. Mais on n'a aucune garantie que si elle
6 est acceptée, ça pourrait avoir un impact
7 significatif là-dessus, et on n'a aucune garantie
8 non plus qu'elle sera acceptée.

9 Et par ailleurs, l'autre chose qu'il faut
10 voir, c'est que l'option d'électricité
11 interruptible, c'est limité à une centaine d'heures
12 dans l'année. Alors, avec la biénergie, vous n'avez
13 pas ce problème-là. Vous pouvez exploiter ce
14 potentiel d'effacement à la pointe, non pas sur
15 cent (100) heures mais sur autant d'heures que vous
16 en aurez besoin.

17 De mémoire, le tarif BT, feu le tarif BT,
18 avait une limite aussi en termes de nombre
19 d'heures, mais je pense que ça se situait autour de
20 quatre cents (400) et six cents (600) heures, là,
21 selon les options qui étaient choisies par le
22 client. Alors on était bien au-delà du cent (100)
23 heures de l'option d'électricité interruptible.

24 Et l'autre élément, évidemment, il y a...
25 La biénergie est intéressante pour amener des

1 clients qui se chauffent complètement à
2 l'électricité à s'effacer à la pointe en utilisant
3 une autre source d'énergie, mais elle est également
4 intéressante pour aller chercher des clients qui se
5 chauffent à une autre source d'énergie et leur
6 vendre de l'électricité hors pointe. Et là, bien,
7 on est moins dans le bilan en puissance, on est
8 plus dans le bilan en énergie à ce moment-là. Et à
9 ce niveau-là, l'option d'électricité interruptible
10 n'est absolument, à notre avis, pas intéressante
11 pour les clients, parce qu'un client qui, à la
12 base, aurait intérêt à se chauffer avec une source
13 d'énergie autre que l'électricité, et qui
14 déciderait de passer au chauffage électrique,
15 s'exposerait, dans bien des cas, à des pointes de
16 puissance, parce que les clients ne décident pas
17 quand ils se font appeler pour l'option
18 d'électricité interruptible, et donc s'il fait très
19 froid et que vous devez chauffer, et que vous êtes
20 à l'électricité, bien, vous faites votre pointe de
21 puissance, et puis... Et après ça, bien, vous êtes
22 pris avec ça, là, pour toute l'année.

23 Alors, ce n'est pas une possibilité
24 tarifaire qui est intéressante pour ces clients-là,
25 et pour permettre d'aller réaliser des ventes

1 d'électricité additionnelles hors pointe.

2 Alors voilà. Ça fait le tour de ce que nous
3 avons à vous dire ce matin là-dessus.

4 Me ANDRÉ TURMEL :

5 Peut-être juste, si vous permettez, Madame la
6 Présidente, une seule question à monsieur Gosselin.

7 Q. [9] Tout à l'heure, à l'égard du passage du tout au
8 mazout vers le tout électricité, vous avez évoqué
9 le fait qu'il y avait, selon la preuve de HQ,
10 monsieur Idoudi, cinq mille (5 000) migrations
11 annuelles, et vous avez dit, mentionné que c'était
12 conservateur.

13 Le fait que le SPEDE, le mécanisme
14 performant d'échange, entre en vigueur le premier
15 (1er) janvier deux mille quinze (2015), à l'égard
16 notamment de la consommation de mazout et carburant
17 fossile, là, et qui risque de se répercuter sur
18 ceux qui achète du carburant fossile, est-ce que
19 cette entrée en vigueur, pour les consommateurs de
20 mazout, peut contribuer à des migrations
21 additionnelles? Est-ce que c'est plausible?

22 (8 h 48)

23 R. Bien, plus le mazout est dispendieux, plus... moins
24 le chauffage au mazout, naturellement, est
25 attrayant et moins également la biénergie est

1 attrayante. Donc, oui, à la marge ça peut. Cela
2 étant dit, sur l'ampleur de l'impact du SPEDE,
3 considérant la volatilité du prix du mazout, je ne
4 sais pas si l'impact serait très significatif.

5 Q. **[10]** Merci. Alors nos témoins sont prêts à être
6 contre-interrogés.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Merci, Maître Turmel. Est-ce qu'il y a des
9 intervenants qui désirent contre-interroger les
10 témoins du panel de la FCEI? Non. Maître Fraser?

11 Me ÉRIC FRASER :

12 Je n'aurai pas de questions, Madame la Présidente.

13 Je vous remercie.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci. Maître Alexandre de Repentigny?

16 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

17 Je n'aurai pas de questions.

18 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

19 Q. **[11]** Je vais avoir une question pour vous.

20 Justement dans la réponse que le Distributeur a
21 apportée à la demande de renseignements numéro 3 de
22 la Régie où on demandait au Distributeur de donner
23 sa position à l'égard de la recommandation de la
24 FCEI au sujet du tarif DT. Le Distributeur a
25 mentionné qu'il est en train d'évaluer des options

1 tarifaires telles que la biénergie aux tarifs
2 généraux qui feront l'objet de discussions dans le
3 cadre de la séance de travail qui est prévue au
4 printemps deux mille quinze (2015).

5 M. ANTOINE GOSSELIN :

6 R. Hum, hum.

7 Q. **[12]** Donc, ça c'est dans le cadre, en fait, on en a
8 discuté l'année dernière dans le cadre de la
9 tarifaire puisque le Distributeur compte revoir ses
10 stratégies tarifaires. Est-ce que vous jugez que ça
11 serait opportun qu'une révision éventuelle du tarif
12 DT pour la clientèle résidentielle puisse être
13 également examinée dans ce cadre-là? Donc, c'est-à-
14 dire en deux mille quinze (2015).

15 R. Je... Oui, je pense que, oui, ça peut être
16 opportun. Cela étant dit, on n'est peut-être pas
17 rendu là encore. Mais je vous dirais que ce n'est
18 peut-être pas exclu qu'on fasse des recommandations
19 au niveau du tarif DT déjà dans le prochain dossier
20 tarifaire. Alors ça dépend un peu, là de... Alors
21 je vous dirais oui, sous réserve de ça. Oui, peut-
22 être même malgré ça, là. Mais disons je vous
23 réponds oui, mais sans, évidemment, qu'on se prive
24 de la possibilité d'en parler avant.

25 Q. **[13]** Il n'y a pas de problème. L'autre élément,

1 vous n'avez pas fait mention dans votre mémoire de
2 l'utilisation des conventions d'énergie différée.
3 Est-ce que la FCEI a une position à cet égard-là en
4 ce qui a trait à la stratégie qui est proposée par
5 le Distributeur dans le cadre du présent Plan
6 d'approvisionnement?

7 R. Bien, oui. C'est une question qui a été abordée par
8 plusieurs et abordée, je pense, de façon fort
9 vigoureuse et fort éloquente. Alors on ne voyait
10 pas nécessairement, là, le... Et plusieurs
11 l'avaient déjà abordée dans le passé et on savait
12 que ça serait bien couvert. On n'a pas vu la
13 nécessité de venir dire un peu la même chose que
14 d'autres disaient déjà.

15 Mais on est absolument d'accord avec les
16 positions qui sont exposées par l'AQCIE/CIFQ, je
17 pense le RNCREQ et l'ARQ/AHQ, là.

18 Q. **[14]** C'est bien. Je n'aurai pas d'autres questions.
19 Alors, Maître Turmel.

20 Me ANDRÉ TURMEL :

21 Vingt (20) minutes au chrono, Madame la Présidente.
22 Je vous remercie. Ça termine notre preuve.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 O.K.

25

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 On peut libérer les témoins. Merci.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Excellent.

5 Q. **[15]** On vous remercie pour votre témoignage. Vous
6 êtes donc libérés.

7 M. ANTOINE GOSSELIN :

8 R. Merci.

9 Q. **[16]** Merci.

10 Mme LUCIE GERVAIS :

11 R. Merci.

12

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Nous allons poursuivre avec la présentation de la
15 preuve d'EBM. Je crois qu'il arrive à neuf heures
16 (9 h), hein?

17 Me PAULE HAMELIN :

18 Oui, c'est ça.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 O.K.

21 Me PAULE HAMELIN :

22 Il vient de m'informer que le train vient d'entrer
23 en gare et le train a à peu près dix-quinze (10-15)
24 minutes de retard.

25

1 LA PRÉSIDENTE :
2 O.K.
3 Me PAULE HAMELIN :
4 Alors si vous me donnez quelques minutes ou en tout
5 cas si on peut peut-être suspendre.
6 LA PRÉSIDENTE :
7 Oui.
8 Me PAULE HAMELIN :
9 Juste pour mon confrère, j'avais avisé hier soir en
10 revenant au bureau que j'avais réalisé, là, que
11 quand on mettait ça à huit heures trente (8 h 30),
12 je prenais pour acquis que la FCEI allait en avoir
13 pour au moins une demi-heure.
14 LA PRÉSIDENTE :
15 Une demi-heure.
16 Me PAULE HAMELIN :
17 Puis que j'allais être correcte pour tout de suite
18 passer. Alors je m'en excuse, mais on a voulu aller
19 plus vite. Mais, bon, j'ai eu un petit contretemps
20 de mon côté.
21 LA PRÉSIDENTE :
22 O.K. Bon, bien, écoutez, on va donc prendre une
23 pause et puis madame la greffière va venir nous
24 aviser dès que votre témoin sera prêt.
25

1 Me PAULE HAMELIN :

2 Parfait. Merci.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 C'est bon. Merci.

5 SUSPENSION DE L'AUDIENCE 8 h 53

6 (9 h 05)

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Maître Hamelin?

9 **PREUVE EBM**

10 Me PAULE HAMELIN :

11 Alors, rebonjour. Paule Hamelin pour Energy
12 Brookfield Marketing. Tout d'abord, merci, Madame
13 la Présidente et à la Régie, là, et à tous les
14 intervenants, pour l'indulgence du petit retard.

15 Tout d'abord, avant de commencer, je
16 voulais juste m'assurer auprès de la Régie. Nous
17 avons déposé certaines informations suite à une
18 demande de renseignements de la Régie sous
19 confidentialité. Alors, je pense que ce serait
20 opportun juste de confirmer, là, il n'y a pas eu de
21 contestation de cette demande-là de
22 confidentialité. Je vous réfère à la lettre qui
23 accompagnait notre demande de renseignements qui
24 est la pièce EBM-0012 et l'affidavit EBM-0014.
25 Alors je demanderais juste à la Régie de confirmer,

1 là, que le tout a été déposé de façon
2 confidentielle et que ça ne pose pas de problème.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 En fait, lorsqu'il y a un document qui est déposé
5 de façon confidentielle, il est traité
6 immédiatement comme s'il était accepté, comme si la
7 demande était acceptée.

8 Me PAULE HAMELIN :

9 Comme si...

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Nous allons statuer de façon officielle lors de
12 notre décision finale.

13 Me PAULE HAMELIN :

14 Parfait.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Mais jusque là, évidemment...

17 Me PAULE HAMELIN :

18 Alors je voulais juste m'assurer de cette, des
19 modalités. Oui.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parfait.

22 Me PAULE HAMELIN :

23 Alors, on va commencer avec l'approbation de la
24 preuve et peut-être demander à Madame la greffière
25 d'assermenter les témoins.

1 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingtième (20e)
2 jour du mois de juin, ONT COMPARU :

3

4 PASCAL CORMIER, directeur, Affaires réglementaires,
5 480 boulevard de la Cité, Gatineau;

6

7 MARC-ANDRÉ LAURIN, négociant senior, Ontario-
8 Québec, 480, boulevard de la Cité, Gatineau;

9

10 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
11 solennelle, déposent et disent :

12

13 INTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN :

14 Q. **[17]** Alors Monsieur Cormier, vous avez préparé et
15 supervisé la préparation de la preuve EBM-0010.
16 C'est la réponse à la demande de renseignements de
17 la Régie EBM-0013, incluant la portion
18 confidentielle, c'est exact?

19 M. PASCAL CORMIER :

20 R. C'est exact.

21 Q. **[18]** Vous l'adoptez aujourd'hui pour valoir comme
22 votre témoignage en cette cause?

23 R. Oui.

24 Q. **[19]** O.K. Alors Monsieur Laurin, la même question
25 pour vous. Je comprends que vous avez également

1 participé à la préparation de cette preuve?

2 M. MARC-ANDRÉ LAURIN :

3 R. Effectivement.

4 Q. **[20]** Et que vous l'adoptez également pour valoir
5 comme votre témoignage dans le présent dossier?

6 R. Oui.

7 Q. **[21]** Parfait. Alors Monsieur Cormier, je vais vous
8 demander de faire une courte introduction au niveau
9 de l'intervention d'EBM dans ce dossier et ensuite,
10 Madame la Présidente, j'irai avec des questions-
11 réponses sous ce format-là. Alors Monsieur Cormier?

12 M. PASCAL CORMIER :

13 R. Oui. Bonjour à tous. Avant de commencer dans le
14 débat, dans le vif du sujet, juste présenter EBM.
15 Il y a certaines personnes qui sont plus nouvelles
16 ici. EBM est un fournisseur de produits
17 énergétiques auprès de différents clients, incluant
18 Hydro-Québec.

19 Notre place d'affaires est à Gatineau. On a
20 accès à une centrale située sur la Rivière La
21 Lièvre à Gatineau puis on est aussi client de
22 Hydro-Québec Transport. On a du transport ferme
23 entre la région, entre l'Ontario et la Nouvelle-
24 Angleterre ainsi qu'entre les centrales d'énergie
25 de La Lièvre et la Nouvelle-Angleterre puis

1 principalement, la plupart de nos activités
2 réglementaires, que ça soit ici devant la Régie ou
3 en Ontario ou ailleurs, c'est pour l'amélioration
4 de l'efficience des marchés pour favoriser une
5 meilleure fluidité des marchés, donc, ça encadre un
6 peu notre intervention ici.

7 Puis de façon plus précise, enfin pour ce
8 qui a trait au présent dossier, selon nous, le plan
9 d'approvisionnement est le forum approprié pour
10 discuter des stratégies d'approvisionnement du
11 Distributeur. Ça se produit à tous les trois ans et
12 ainsi on s'attend que les stratégies qui sont
13 approuvées par la Régie sont appliquées pour les
14 trois prochaines années, jusqu'à tant qu'il y ait
15 un nouveau plan d'approvisionnement.

16 Et donc, à chaque fois, il y aurait lieu
17 d'avoir une vigie de la part de la Régie ou lors
18 des tarifaires pour s'assurer que les stratégies
19 sont bien appliquées et ça explique aussi pourquoi
20 EBM n'est pas participant à tous les tarifaires
21 d'année en année. Mais toutefois, on s'assure
22 d'être présent lors des plans d'approvisionnement.

23 De plus, on est d'avis que le Distributeur
24 doit optimiser son portefeuille d'approvisionnement
25 en favorisant la compétition pour l'achat et la

1 revente des différents produits énergétiques, que
2 ça soit l'énergie, la puissance ou même les
3 attributs environnementaux associés aux différentes
4 centrales que possède le Distributeur puis cette
5 optimisation-là, à terme, arrive logiquement,
6 favoriserait un meilleur tarif étant donné
7 qu'optimisation entend souvent parler de
8 compétition, donc de plus d'offreurs, donc un
9 meilleur service pour les clients.

10 (9 h 10)

11 Un autre point qui justifie notre
12 intervention, puis je dirais que c'est le point
13 central, si on veut s'assurer que comme fournisseur
14 de produits énergétiques on est traité de façon
15 équitable par rapport aux autres fournisseurs,
16 incluant l'affilié du Distributeur Hydro-Québec
17 Production.

18 À titre d'exemple, la stratégie proposée
19 pour la... pour gérer les surplus énergétiques
20 d'Hydro-Québec Distribution contrevient à notre
21 avis à cette... à cette... au traitement équitable
22 entre les fournisseurs. Parce qu'il faut bien... je
23 vais vous donner un exemple. Un mégawatt qui
24 n'est... de surplus qui n'est pas utilisé, que
25 c'est du patrimoine inutilisé c'est l'équivalent

1 d'acheter un mégawatt pour le Distributeur au prix
2 du patrimonial, mettons vingt-huit dollars (28 \$)
3 et de le revendre à vingt-huit dollars (28 \$) au
4 Producteur. En ensuite le Producteur en fait ce
5 qu'il en veut.

6 Donc quand il y a une offre non sollicitée
7 de la part d'EBM pour un prix supérieur à vingt-
8 huit dollars (28 \$), mettons trente-deux dollars
9 (32 \$) par exemple, c'est quatre dollars (4 \$) de
10 revenus potentiels pour Hydro-Québec qui irait en
11 baisse de tarif ou enfin en baisse de coût
12 d'approvisionnement je devrais dire, qui ne seront
13 pas dans les... en baisse de tarif. Donc nous on
14 est avis que cette stratégie c'est un transfert de
15 richesse entre la partie réglementée vers la partie
16 non réglementée.

17 Q. **[22]** Est-ce que vous avez des commentaires à
18 formuler sur la question de la prévision de la
19 demande?

20 R. Oui, on constate qu'au cours des dernières années
21 il y a eu des problèmes associés à la prévision de
22 la demande. Il y avait une surestimation de la
23 demande. Nous on est intervenant... on a intervenu
24 dans plusieurs dossiers durant cette période, on a
25 soulevé cette problématique-là. Je me rappelle

1 voilà quelques années on avait... on avait posé des
2 questions sur le détail de la prévision de la
3 demande, puis on s'était rendu compte suite à cet
4 examen-là que la prévision de la demande, les
5 surplus, enfin une grosse partie qui expliquait la
6 surestimation provenait de la prévision de demande
7 industrielle. On a réussi à l'époque d'avoir une
8 espèce de séparation par type d'industrie. Et donc
9 selon notre analyse on estime que c'est l'aspect
10 qui doit avoir une attention particulière.

11 Et ceci s'avère être le cas dans le présent
12 dossier parce qu'une grande partie de la prévision
13 de la hausse de la demande en énergie provient du
14 secteur industriel, plus particulièrement du
15 secteur des mines.

16 Comme on le sait, le secteur des mines est
17 fortement lié à la valeur des commodités, des
18 métaux qui doivent être forés. Puis le secteur des
19 commodités a une très grande volatilité, c'est
20 une... c'est échangé de façon... à l'échelle
21 mondiale, puis il y a énormément de facteurs qui
22 peuvent faire varier la demande, que ce soit la
23 demande en Chine, par exemple ou aux États-Unis.

24 Puis juste pour mettre en perspective,
25 cette partie de la demande-là, les mines, c'est

1 trois point neuf térawattheures (3,9 TWh) sur le...
2 pour le Plan. Donc c'est une quantité importante.
3 Je crois que la Régie ainsi que le Distributeur
4 devraient avoir une attention particulière à cet
5 aspect-là de la demande. Parce qu'une prévision
6 erronée pourrait avoir des conséquences
7 importantes, là, sur la stratégie du Distributeur.
8 On parle de tous les surplus importants, mais il
9 pourrait y en avoir encore plus.

10 Q. **[23]** Maintenant est-ce que vous avez des
11 commentaires au niveau de la prévision des besoins
12 en puissance et également de la façon de combler
13 ces besoins?

14 R. Premièrement, les besoins en puissance sont très
15 importants et c'est un peu paradoxal parce
16 qu'Hydro-Québec Distribution se retrouve avec des
17 surplus importants en énergie et des besoins en
18 puissance très importants pour les périodes
19 hivernales. Et pour gérer ces besoins-là il y a des
20 approvisionnements de court terme, puis il y a des
21 approvisionnements de type long terme. Quand je
22 vous parle de court terme c'est les prochains
23 hivers, le type long terme c'est ce qui a été
24 discuté dans la preuve, là, à savoir
25 potentiellement un appel d'offres pour répondre à

1 un service qui donnerait de la puissance au
2 Distributeur pour une période longue, on peut
3 penser vingt (20) ans, par exemple si c'est pour la
4 construction d'une centrale. Un petit peu comme les
5 appels d'offres qu'il y a eus pour TCE en deux
6 mille trois (2003), là.

7 Au niveau des besoins de long terme, il
8 faudrait s'assurer qu'il y a un préavis
9 suffisamment long pour que les offreurs potentiels
10 puissent compétitionner de façon équitable avec les
11 autres offreurs. Je vais vous donner un exemple, le
12 complexe la Romaine a commencé à être discuté dans
13 les années deux mille (2000). C'est au BAPE deux
14 mille cinq (2005), deux mille six (2006) à peu
15 près, là. Puis la production va commencer à avoir
16 lieu à la fin de cette année ou au début de l'année
17 prochaine, si mes informations sont bonnes. Mais
18 enfin c'est une longue période, on parle de dix
19 (10) ans, là, pour un projet hydraulique comme ça.

20 Nous on aimerait s'assurer que pour l'appel
21 d'offres à venir... hier on en a parlé, pas hier,
22 excusez-moi, cette semaine on a parlé que les
23 besoins allaient être présents selon le Plan en
24 deux mille... à l'hiver deux mille dix-huit-deux
25 mille dix-neuf (2018-2019). Et selon la prévision

1 qui a été amendée, dans le présent dossier on parle
2 de... que ces besoins-là vont arriver une année
3 avant. Donc on parle dans trois ans. Donc si jamais
4 il y a un appel d'offres fait par le Distributeur
5 pour dans trois ans, puis qu'on demande que ce soit
6 par exemple une production hydraulique, clairement
7 nous on est désavantagés par rapport, par exemple,
8 au Producteur qui est déjà sur la Romaine qui est
9 en construction depuis dix (10) ans.

10 (9 h 16)

11 Donc on aimerait juste s'assurer que quand
12 le Distributeur va de l'avant avec un appel
13 d'offres pour répondre à un besoin de long terme,
14 il permette à tous les compétiteurs d'être sur un
15 même niveau, j'ai le terme anglais « same level
16 playing field » mais qu'on ait les mêmes conditions
17 puis qu'on puisse offrir des tarifs compétitifs
18 pour répondre à ce besoin-là.

19 Aussi, un aspect important c'est l'aspect
20 régional des besoins en puissance de long terme,
21 bien des besoins en puissance de façon générale. La
22 demande, comme tout le monde le sait, au Québec est
23 au sud, la génération est au nord, il y a de la
24 congestion interne entre le nord et le sud donc si
25 jamais il y a un appel d'offres puis qu'il y a deux

1 offreurs potentiels, un qui est situé sur la Côte-
2 Nord et un qui est situé, par exemple, à Gatineau,
3 on parle de notre cas, évidemment, l'impact d'avoir
4 une centrale dans le « bullseye », excusez-moi du
5 terme anglais encore, mais dans le coeur de la
6 demande, évidemment, il y a un avantage parce que
7 les coûts d'intégration au réseau de transport sont
8 moins importants pour une centrale comme ça. Donc
9 si il y aurait à avoir un appel d'offres peut-être
10 faudrait-il tenir compte de la localisation des
11 centrales pour ainsi réduire le coût, comme j'ai
12 dit, d'interconnexion qui sont payés, en grande
13 partie, par les clients d'Hydro-Québec
14 Distribution.

15 Pour ce qui concerne, ça, c'était pour le
16 long terme, pour ce qui concerne les besoins en
17 puissance ou les besoins en puissance de court
18 terme, il faut s'assurer que... le Distributeur a
19 différents outils. Il y a des outils de court
20 terme, des générateurs qui sont situés soit au
21 Québec ou à l'extérieur, qui peuvent offrir des
22 services de puissance ou il y a l'électricité
23 interruptible. Chaque produit a des
24 caractéristiques différentes, des restrictions
25 différentes et des prix différents.

1 En ce qui concerne la puissance qui est
2 offerte par les producteurs, c'est souvent, ça suit
3 l'évolution des prix de marché sur les réseaux
4 voisins parce que un producteur peut soit offrir,
5 admettons, dans le marché de New York, sur le
6 marché du UCAP, et en même temps participer à un
7 appel d'offres ici au Québec et donc c'est un prix
8 qui fluctue avec le temps. Voilà quelques années,
9 la puissance avait une valeur de quatre-vingts sous
10 (80 ¢), cette année dans l'état de, l'hiver passé
11 c'était autour de deux et cinquante-huit (2,58) par
12 kilowatt/mois. Ça, c'était l'encan qu'il y a eu,
13 qui a eu lieu en novembre deux mille treize (2013)
14 pour l'hiver qui vient d'avoir lieu. Donc on voit
15 que ça évolue puis, par contre, le tarif
16 interruptible est fixe de la façon que c'est
17 déterminé actuellement.

18 Donc quand le Distributeur répond à ses
19 besoins en puissance, il doit tenir compte de
20 l'évolution de ces prix-là puis de s'assurer de
21 prendre le produit avec les qualités nécessaires au
22 plus bas prix possible. Donc c'est ça, on aimerait
23 s'assurer que le Distributeur fasse cette analyse-
24 là, avantages-coûts, avant de décider quel moyen
25 utiliser.

1 Puis aussi on aimerait soulever que, en ce
2 qui concerne, il y a eu un appel d'offres qui vient
3 d'avoir lieu, qui est présentement en cours, on
4 apprécie ce produit-là parce que ça permet, comme
5 on le dit dans notre preuve, à un plus grand nombre
6 de producteurs de participer puis d'avoir une saine
7 compétition pour offrir ce produit-là.

8 Et, finalement, quand il y a une
9 comparaison entre les produits offerts, bien la
10 puissance offerte par les clients industriels dans
11 l'énergie interruptible versus la génération, il
12 faut tenir en compte que ce qu'on appelle la
13 puissance de court terme offerte par les
14 générateurs offre la flexibilité, la possibilité
15 d'offrir un service mensuel. Donc au lieu d'acheter
16 un bloc de puissance de cent mégawatts (100 MW) sur
17 quatre mois, c'est possible de peut-être acheter
18 cent vingt-cinq mégawatts (125 MW) sur deux mois ou
19 un mois seulement. Donc il y a cette flexibilité-là
20 qui doit être tenue en compte lors de la sélection
21 des différents outils pour approvisionner les
22 besoins du Distributeur.

23 Q. **[24]** Est-ce que vous avez des commentaires à
24 formuler, justement, au sujet de l'interruptible en
25 comparaison avec la bi-énergie et l'impact quant au

1 bilan en puissance?

2 R. Oui, une clarification par rapport à ce qui a été
3 discuté dans le présent dossier. Bien que, des
4 fois, dans le discours du Distributeur, des
5 représentants du Distributeur, on avait
6 l'impression que l'interruptible et la bi-énergie
7 étaient traités sur un même pied d'égalité comme un
8 moyen de gestion de la pointe, il est important de
9 faire la distinction.

10 Les apports ou les bénéfices associés au
11 tarif DT bi-énergie font en sorte de réduire la
12 pointe prévue pour l'hiver qui s'en vient. C'est-à-
13 dire si on prévoyait une pointe de quarante mille
14 mégawatts (40 000 MW) au mois de novembre pour
15 l'hiver qui s'en vient, on dit le DT va nous
16 apporter une réduction de deux cent cinquante
17 mégawatts (250 MW) par exemple. Tandis que l'apport
18 qui est apporté pour l'électricité interruptible ne
19 fait pas baisser la pointe prévue. La pointe est de
20 quarante mille (40 000), ça, ça inclut la
21 consommation qui est faite par les clients
22 industriels qui offrent de l'interruptible.

23 Ce qui explique pourquoi ils peuvent
24 baisser, c'est pour ça que ça va au bilan en
25 puissance, ils peuvent baisser cette pointe-là au

1 moment désiré. Et, évidemment, c'est la question de
2 contrôle qui est importante ici. C'est pour ça que
3 c'est au bilan de puissance, c'est pour ça que ça
4 rassure, au niveau de la fiabilité, les gens qui
5 sont responsables de cet aspect-là, c'est-à-dire
6 qu'ils sont sûrs qu'au moment de la pointe, ils
7 peuvent avoir recours aux clients interruptibles
8 compte tenu des liens qui les unissent par contrat.

9 Q. [25] Je vais maintenant vous demander d'aborder la
10 position d'EBM au niveau de l'achat de puissance
11 sur les marchés par le Distributeur.

12 R. Oui. Nous considérons que l'analyse du Distributeur
13 à l'égard des marchés est conservatrice. On vous a
14 dit que c'était pas conservateur mille cinq cents
15 mégawatts (1500 MW)).

16 (9 h 22)

17 Nous, on est d'avis qu'il y a une sous-
18 estimation parce qu'il y a certains éléments qui
19 n'ont pas été considérés. Plus spécifiquement, je
20 fais référence à l'utilisation potentielle de
21 l'interconnexion de mille deux cent cinquante
22 mégawatts (1250 MW) qu'il y a entre l'Ontario et le
23 Québec.

24 Nous ne contestons pas l'analyse du
25 Distributeur, nous arrivons à la même analyse par

1 rapport à la puissance actuellement avec les règles
2 de marché en Ontario qui provient de la province de
3 l'Ontario. Mais, toutefois, il y a la possibilité
4 de faire des transactions de passage, d'acheter de
5 la puissance sur les réseaux limitrophes à
6 l'Ontario et ainsi, si la puissance est appelée, de
7 transiter l'énergie par l'Ontario par des
8 transactions de passage qui, eux, ne sont pas
9 sujets aux restrictions associées aux coupures aux
10 exports. Parce que l'impact net en Ontario, on
11 injecte cent (100) à un endroit, on sort cent (100)
12 à l'autre endroit. Donc, au net il n'y a pas
13 d'impact.

14 Donc, pour répondre aux besoins de
15 l'Ontario mettons dans l'optique qu'ils sont en
16 forte demande puis ils doivent couper les
17 exportations pour répondre à leurs besoins
18 internes, les transactions de passage ne sont pas
19 affectées.

20 Donc, ça permet d'utiliser de la puissance
21 qui est installée dans le marché de MISO, par
22 exemple, Midwest ISO, qui souvent une valeur de
23 puissance plus bas que dans les marchés comme la
24 Nouvelle-Angleterre ou New York. Parce qu'il y a
25 beaucoup plus de capacité, le prix de l'énergie est

1 moins élevé aussi.

2 Donc, il y a ça ainsi qu'évidemment
3 l'utilisation de la capacité de LL. Dans le dossier
4 c'était cent cinquante (150). On a aucune
5 restriction hydrique qui nous permet... qui limite
6 notre production dans la période hivernale en bas
7 de deux cent cinquante (250).

8 Q. **[26]** Est-ce que vous avez des informations
9 additionnelles à fournir concernant le marché de
10 l'Ontario, le marché de la puissance en Ontario? La
11 question du marché de puissance en Ontario.

12 R. Oui. Les questions de bilans de puissance ça
13 n'affecte pas uniquement... Enfin, la problématique
14 de répondre à la pointe ce n'est pas seulement au
15 Québec qu'il y a ça. Les réseaux voisins aussi sont
16 affectés, incluant l'Ontario.

17 À cet effet-là, en Ontario, ils prévoient
18 faire la remise en... - j'ai le terme anglais -
19 « refurbishment », la remise en... en oeuvre ou
20 enfin les réfections de certaines centrales
21 nucléaires.

22 Donc, pour répondre, c'est un marché qui
23 pointe... la plus grosse pointe c'est l'été. Et
24 pour répondre à leurs bilans en capacité ou à leurs
25 bilans de fiabilité, ils vont avoir des problèmes

1 pour rencontrer ces bilans-là pour les années deux
2 mille dix-huit-deux mille dix-neuf (2018-2019).
3 Enfin, il y a une période de cinq, six ans, là, qui
4 est problématique.

5 Et à cet effet-là, l'Ontario songe à ouvrir
6 un marché de la puissance en Ontario, ce qui
7 éliminerait potentiellement les restrictions qui
8 ont été discutées, là, à l'effet qu'il y a des
9 coupures sur les marchés, sur les exportations
10 quand ils ont des besoins. Parce que, s'ils ouvrent
11 un marché de la puissance, nécessairement, ils vont
12 devoir être réciproques avec les autres réseaux,
13 donc ils vont devoir avoir les mêmes conditions que
14 les autres réseaux, c'est-à-dire offrir un service
15 de transport ferme pour pouvoir permettre l'échange
16 d'un produit de puissance.

17 À cet effet-là, il y a eu une rencontre le
18 huit (8) avril. C'est sur le site public de l'ISO.
19 Je pourrais vous la fournir si vous le désirez,
20 mais il y a eu des discussions officielles puis
21 l'ISO compte mettre en place un marché de la
22 puissance dans les semaines qui viennent. Et, à mon
23 avis, ça serait intéressant que le Distributeur
24 fasse partie des gens qui participent à ces
25 rencontres-là pour pouvoir utiliser le potentiel,

1 là, de la puissance disponible en période
2 hivernale. Parce qu'on s'entend, l'Ontario ne
3 pointe pas en même temps que le Québec. L'Ontario a
4 une pointe importante l'hiver, mais moins
5 importante que... que l'été. Donc, ils ont des
6 disponibilités supplémentaires.

7 Puis à cet effet-là, juste mentionner que
8 nous étions présents, Hydro-Québec Marketing était
9 présente. Et, compte tenu de ce qui a été discuté
10 au présent dossier, je pense qu'il serait approprié
11 que le Distributeur s'assure de faire entendre ses
12 intérêts à savoir d'éliminer cette restriction-là
13 aux exportations pour permettre d'avoir accès à un
14 mille deux cent cinquante mégawatts (1250 MW) de
15 possibilité.

16 Q. [27] Je vais vous demander maintenant de revenir
17 sur certains points soulevés dans votre preuve
18 quant aux stratégies d'approvisionnement que le
19 Distributeur pourrait mettre en place.

20 R. Ici, je vais faire référence, en premier, à la
21 possibilité pour le Distributeur d'acheter de
22 l'énergie à des prix inférieurs aux options
23 d'approvisionnement qui est présentement
24 impossible.

25 Et, selon notre compréhension, présentement

1 le contrat le moins cher c'est le contrat
2 patrimonial qui est autour de vingt-huit (28 \$) et
3 quelque chose. Il y a une indexation maintenant,
4 là, de l'ordre de l'inflation. Mais, nous, on pense
5 qu'il serait approprié pour la clientèle du
6 Distributeur qu'ils puissent bénéficier d'options
7 d'acheter de l'énergie à moins... pour... un même
8 mégawatt pour un prix moins cher. Par exemple,
9 acheter un mégawatt à quinze dollars (15 \$) en
10 Ontario contrairement à vingt-huit dollars (28 \$).

11 Et à cet effet-là, EBM a déjà fait des
12 offres non sollicitées, mais pour offrir de
13 l'énergie à des prix inférieurs au patrimonial et
14 ça a été refusé pour des raisons que, quand il n'y
15 a pas de besoins postpatrimoniaux, on n'achète pas
16 sur les réseaux voisins.

17 Bien, nous, on dit que le contrat
18 patrimonial actuel permet de faire ce type de
19 transactions-là. Puis on ne parle pas de
20 spéculation ici, là. Spéculation c'est quand il y a
21 un risque. Là c'est une stratégie qui est sans
22 risque. C'est la même stratégie que le Distributeur
23 dit utiliser pour gérer ses surplus en disant :
24 « J'ai des surplus, je n'utilise pas le patrimonial
25 en surplus. »

1 (9 h 28)

2 R. Moi, je dis qu'il est possible d'avoir la même
3 stratégie d'utiliser moins de patrimonial pour
4 pouvoir accéder à des mégawatts qui sont moins
5 chers, ça dans l'intérêt des clients. Donc, comme
6 j'ai dit, c'est une stratégie qui est sans risque
7 puis on ne voit pas pourquoi le Distributeur
8 refuserait de telles opportunités.

9 De plus, il y a la vente d'énergie, la
10 fameuse revente, qui est toujours un potentiel.
11 Comme vous le savez, le Distributeur a déjà accepté
12 des offres pour de la revente dans les années deux
13 mille dix (2010), deux mille onze (2011), deux
14 mille douze (2012). Il y a eu des offres non
15 sollicitées encore qui ont été déposées en deux
16 mille treize (2013), deux mille quatorze (2014),
17 qui ont été refusées. C'était pratiquement les
18 mêmes conditions, c'est-à-dire, c'est assez simple,
19 c'est des prix supérieurs au prix du patrimonial.

20 Donc il y avait une rente économique, là,
21 qui était, qui allait nécessairement en baisse de
22 coût d'approvisionnement pour le Distributeur, ça
23 fait qu'au lieu de revendre, comme j'ai dit tantôt,
24 à vingt-huit dollars (28 \$) au Producteur, il y
25 avait des possibilités de revendre à des prix plus

1 élevés à des tierces parties, dont EBM pour les
2 offres qui ont été discutées.

3 De plus, comme j'ai mentionné tantôt, les
4 réseaux voisins ont des besoins en puissance qui ne
5 concordent pas avec les besoins en puissance du
6 Québec. Et le Distributeur, dans son portefeuille
7 de postpatrimonial, a accès à de l'énergie et a
8 aussi accès à la puissance qui est associée à ces
9 centrales-là, puissance qui est reconnue par le
10 NPCC; si on va au bilan en puissance déposé au
11 NPCC, on voit la puissance associée aux différents
12 contrats postpatrimoniaux.

13 Donc dans, à l'événement qu'il y ait un
14 marché de la capacité qui se développe en Ontario,
15 par exemple, il pourrait y avoir des situations où
16 le Québec, Hydro-Québec Distribution, pour faire
17 baisser ses coûts d'approvisionnement, pourrait
18 très bien vendre des blocs de puissance à l'Ontario
19 pendant la période estivale et acheter des blocs de
20 puissance à l'Ontario pendant la période hivernale.
21 Donc c'est une optimisation qui ferait en sorte de
22 baisser le coût total des approvisionnements.

23 De plus, il y a toujours la possibilité,
24 comme on a mentionné dans notre preuve, pour la
25 revente d'utiliser la capacité des interconnexions

1 par le biais des capacités disponibles, c'est-à-
2 dire le non-ferme. Les diverses interconnexions ont
3 des capacités physiques qui sont plus élevées que
4 les capacités fermes vendues et il y a même des
5 périodes, Marc-André pourrait le confirmer, où la
6 capacité de transport ferme n'est pas utilisée à sa
7 pleine capacité.

8 Donc à des délais qui sont supérieurs à
9 trois heures, bien souvent, ça peut être une
10 journée d'avance, une semaine d'avance, il peut y
11 avoir présence de capacités non fermes disponibles
12 sur le réseau qui, avec une stratégie, comment je
13 pourrais dire, opportuniste de la part du
14 Distributeur, pourrait bénéficier de la présence de
15 ces capacités sur le transport des capacités non
16 fermes.

17 Et de plus, il est important de mentionner
18 qu'il y a aussi les capacités de transport ferme
19 qui peuvent être disponibles pour le Distributeur.
20 Quand EBM fait une offre pour acheter des surplus
21 au Distributeur, il achète, l'offre, généralement,
22 c'est un achat de mégawatts au point HQT, à
23 l'intérieur du Québec; et EBM, lui, possède des
24 accès pour aller en Nouvelle-Angleterre.

25 Donc ce potentiel-là, le douze cents

1 mégawatts (1 200 MW), par exemple, sur la ligne,
2 l'interconnexion phase 1, phase 2 qui s'en va en
3 Nouvelle-Angleterre, qui est le marché le plus
4 intéressant, c'est un bassin, il y a douze cents
5 mégawatts (1 200 MW) de personnes qui transigent,
6 d'entités qui ont du transport ferme qui pourraient
7 très bien acheter des surplus du Distributeur dans
8 certaines circonstances, quand l'économie le
9 permet.

10 Puis cette logique-là s'applique aussi pour
11 la revente des produits, des attributs
12 environnementaux. On a parlé hier que les attributs
13 environnementaux ne pouvaient pas être transigés
14 parce qu'il n'y avait pas de transport ferme
15 disponible pour accéder au marché qui est plus
16 lucratif de la Nouvelle-Angleterre, par exemple.
17 Bien nous, on dit qu'il pourrait très bien y avoir
18 un appel d'offres pour ces produits-là puis, avec
19 les gens qui possèdent du transport ferme, ils
20 pourraient participer à l'appel d'offres puis avoir
21 un partage de profit sur les attributs
22 environnementaux. Et plus qu'il y a d'offreurs,
23 bien, plus que le partage de profit est au bénéfice
24 des clients du Distributeur.

25 Puis un dernier commentaire, on parlait de

1 l'impact de submerger le marché de la Nouvelle-
2 Angleterre avec des volumes importants d'attributs
3 environnementaux. C'est important de comprendre que
4 dans une stratégie d'optimisation, il y a un juste
5 milieu, il y a une analyse à faire, est-ce qu'on
6 submerge le marché ou on vend une portion des
7 attributs environnementaux disponibles, pour
8 justement éviter la baisse de prix et bénéficier de
9 la vente. Donc cette analyse-là devrait être faite
10 pour s'assurer que le portefeuille soit optimisé
11 puis que les consommateurs aient le plus bas coût
12 d'approvisionnement possible.

13 Q. **[28]** Maintenant, le Distributeur a déposé, lors de
14 sa présentation, la pièce B-0083; il y avait un
15 tableau avec des retraits, avez-vous des
16 commentaires à faire à cet égard-là?

17 R. Oui. Juste pour mettre en perspective, comme j'ai
18 dit, les différents, les tableaux de retraits qui
19 ont été observés par la plupart des participants de
20 marchés, dont nous, affectent les marchés
21 limitrophes au Québec, et qui sont principalement
22 les marchés qui pointent en été, comme j'ai dit.
23 Donc l'impact sur l'équilibre offre/demande qui a
24 été mentionné par le Distributeur à l'effet que ça
25 allait avoir un impact sur ces marchés-là.

1 (9 h 34)

2 C'est principalement sur la valeur de la
3 puissance en période estivale. C'est là qu'ils ont
4 besoin de la puissance eux. C'est quand il y a de
5 la climatisation importante, c'est là que la valeur
6 de la puissance est déterminée. Puis nous, étant
7 donné qu'on est un marché hivernal, bon bien, on
8 est moins impactés par la baisse de capacité sur
9 ces réseaux-là.

10 De plus, il a été mentionné, concernant le
11 marché de la Nouvelle-Angleterre principalement,
12 qu'il y avait des problèmes d'alimentation en gaz
13 naturel pour l'alimentation des centrales en
14 période hivernale. J'aimerais juste mettre en
15 perspective que ça, ça n'a rien à voir avec la
16 valeur de la puissance. C'est la valeur de
17 l'énergie qui est déterminée par le prix du
18 carburant. Puis comme j'ai dit, la valeur de la
19 puissance est déterminée pour rencontrer les
20 besoins en été, où il n'y a pas de problème
21 d'alimentation de gaz naturel.

22 Donc juste mettre en perspective que,
23 finalement, en conclusion, le fait que le Québec a
24 une pointe qui n'est pas concordante avec les
25 réseaux voisins, c'est un grand avantage qu'on doit

1 bénéficiaire le plus possible. Puis à titre
2 illustratif, pour montrer cette réalité-là de pré-
3 puissance plus élevée l'été que l'hiver, j'ai sorti
4 d'une source publique, du New York ISO, du UCAP, la
5 zone Québec. Les prix de l'été deux mille douze
6 (2012) étaient de un dollar vingt-cinq (1,25 \$).
7 L'hiver suivant, quatre-vingts sous (0,80 \$). L'été
8 deux mille treize (2013), c'était quatre dollars et
9 vingt (4,20 \$), l'hiver suivant, deux dollars
10 cinquante-huit (2,58 \$). Ça c'est sur le marché de
11 New-York. Donc on voit ici que la valeur de ce
12 produit-là a plus de valeur l'été que l'hiver. Donc
13 ça conclut.

14 Q. **[29]** Et pour terminer, puis je vous confirme qu'on
15 ne veut pas refaire, Madame la Présidente, le débat
16 sur l'intégration éolienne, mais monsieur Dufresne,
17 en réponse à une question que je lui ai posée, a
18 fait un commentaire quant au trente-cinq pour cent
19 (35 %) qui se retrouve sur le bilan en puissance à
20 l'effet que ce n'était pas une garantie de
21 puissance mais que c'était une hypothèse. Avez-vous
22 un commentaire à faire à cet égard-là?

23 R. Oui. Soulignez que, j'aimerais souligner que lors
24 du dernier plan d'approvisionnement qui était
25 devant la Régie, dans le bilan en puissance déposé

1 dans ce dossier-là par le Distributeur, il y avait
2 un trente pour cent (30 %) qui était alloué aux
3 éoliennes. Il y avait un quinze pour cent (15 %)
4 par-dessus ça qui était alloué à l'entente, l'EGM,
5 entente globale de modulation. Donc de dire qu'on
6 ne peut pas le mettre au bilan en puissance, je
7 veux juste mettre en perspective, ça a déjà été
8 fait puis ça représente une réalité, c'est un fait.
9 Le NPCC reconnaît la valeur intrinsèque associée à
10 la production éolienne en puissance à hauteur de
11 trente pour cent (30 %).

12 Donc le NPCC, quand il regarde le bilan en
13 puissance de la zone Québec, indépendamment si
14 c'est HQP qui possède les droits ou HQD, c'est
15 trente pour cent (30 %) qui provient des éoliennes.
16 Donc dans les faits, il y a trente pour cent (30 %)
17 qui provient des machines éoliennes puis dans
18 l'entente actuelle, là, j'entends le trente-cinq
19 pour cent (35 %) et le cinq pour cent (5 %)
20 incrémental provient des machines d'Hydro-Québec
21 Production. Et j'aimerais aussi faire référence à
22 un commentaire qui a été fait par un représentant
23 du Distributeur à l'effet que si l'entente
24 d'intégration éolienne actuelle n'était pas
25 acceptée, il allait y avoir un trou de cinq... moi

1 je considère du cinq pour cent (5 %), j'aimerais
2 juste souligner que les machines qui offrent le
3 cinq pour cent (5 %), elles ne disparaîtront pas,
4 là. Elles seront toujours au Québec, elles vont
5 toujours être disponibles pour participer aux
6 appels d'offres contre, contre nous, enfin contre
7 nous, avec nous comme compétiteur pour offrir le
8 service.

9 Q. [30] Alors ça complète, Madame la Présidente, notre
10 présentation pour EBM.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci Maître Hamelin. Est-ce qu'il y a des
13 intervenants qui désirent contre-interroger les
14 membres du panel de EBM? Maître Gertler?

15 (9 h 37)

16 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me FRANKLIN S. GERTLER :

17 Merci beaucoup, Madame la Présidente. Franklin
18 Gertler pour le ROEÉ. Ce sera beaucoup plus court
19 que je pense qu'annoncé. J'ai juste quelques
20 questions de clarification en raison de la
21 connaissance considérable quand même du témoin des
22 possibilités de revente. Je pense que c'est
23 intéressant pour la Régie d'avoir une information
24 complète. C'est rare qu'on me reproche de ne pas
25 parler assez fort.

1 Q. **[31]** Je veux juste faire clarifier, s'il vous
2 plaît, vous savez que vous avez, je pense, entendu
3 notre contre-interrogatoire par rapport à la
4 revente et j'imagine aussi, vous avez pris
5 connaissance du mémoire du ROEÉ, le C-0040 ou bien
6 vous avez entendu monsieur Finet au sujet de notre
7 intérêt pour cette question-là de revente surtout
8 vers l'Ontario.

9 M. PASCAL CORMIER :

10 R. J'ai malheureusement manqué le témoignage de
11 monsieur Finet. J'étais à Toronto pour travail.

12 Q. **[32]** O.K.

13 R. Mais j'ai lu la preuve du ROEÉ en début de dossier
14 quand ça a été déposé.

15 Q. **[33]** C'est bon. Je veux juste faire clarifier,
16 parce que, dans nos discussions des possibilités de
17 revente qu'on a eues avec les témoins d'Hydro-
18 Québec, je pense que c'était le... c'était le dix-
19 huit (18) dans nos contre-interrogatoires, il y a
20 eu question des possibilités de revente en Ontario
21 versus celles des États-Unis et du nord-est des
22 États-Unis. Et je comprends que, d'après votre
23 preuve, entre autres, qu'au niveau prix, c'est plus
24 intéressant, c'était pour la puissance dans votre
25 cas, plus intéressant pour la Nouvelle-Angleterre,

1 mais, par contre, au niveau de la disponibilité,
2 parce que c'est ça qu'Hydro-Québec invoque
3 finalement, c'est la non-disponibilité de capacité
4 de transport interconnexion. Est-ce que vous pouvez
5 commenter ça entre le marché, la revente pour le
6 marché de l'Ontario ou bien pour le Nouveau-
7 Brunswick, Nouvelle-Écosse, le cas échéant, versus
8 la Nouvelle-Angleterre?

9 M. PASCAL CORMIER :

10 R. Bien sûr, mon collègue, j'ai l'air connaissant,
11 mais, moi, je collecte l'information de
12 l'entreprise EBM. Marc-André pourrait peut-être
13 ajouter. Je vais tenter une première réponse.

14 Effectivement, le marché de l'Ontario,
15 compte tenu des caractéristiques propres, est en
16 surplus d'énergie. Donc, les prix sont moins
17 intéressants que en Nouvelle-Angleterre. Comme j'ai
18 mentionné, en hiver, les prix à cause des
19 conditions de gaz naturel, et caetera, les prix
20 peuvent être plus importants.

21 Concernant l'accès aux différents marchés.
22 Il est vrai que le transport ferme pour, par
23 exemple, accéder au marché de l'Ontario est possédé
24 à cent pour cent par Hydro-Québec Production. Nous,
25 on possède deux cents mégawatts (200 MW) dans

1 l'autre sens. On achète de l'Ontario et on passe
2 vers les marchés New York ou...

3 Q. **[34]** Vous faites du « wheel-through » finalement?

4 R. Exactement.

5 Q. **[35]** O.K.

6 R. Ou on sert la charge au Québec si on a des ententes
7 d'alimentation. Comme c'est arrivé l'hiver passé,
8 on a eu de nombreuses transactions pour alimenter
9 la charge au Québec.

10 Donc, pour accéder au marché de l'Ontario,
11 il y a toujours possibilité de contacter les gens
12 qui possèdent ces droits fermes là. S'il y a un
13 désir d'avoir des transactions, il y a toujours une
14 possibilité de les contacter puis d'avoir un accès
15 au marché. Je ne sais pas si, Marc-André, tu...

16 M. MARC-ANDRÉ LAURIN :

17 R. C'est sûr si je peux juste compléter un peu ce
18 que Pascal vient de mentionner. Dépendamment de
19 l'horizon que le Distributeur voudra regarder,
20 c'est certain que si on veut aller pour... quand on
21 parle... quand Pascal parlait plus tôt de la
22 disponibilité non ferme aussi. C'est sûr que le non
23 ferme, on peut peut-être se fier plus à ça dans le
24 quotidien, puis on reconnaît ça. C'est certain. On
25 ne peut pas prendre les positions long terme avec

1 du non ferme. Puis quand le Distributeur dit qu'il
2 ne peut pas prendre de position long terme avec du
3 non ferme, on est entièrement d'accord. C'est là où
4 est-ce que l'optimisation quotidienne intra « day »
5 ou intra horaire ou journalier qu'ils peuvent peut-
6 être se fier sur du non ferme. Mais pour des
7 besoins long terme, c'est un peu comme... plus tôt
8 quand on a mentionné qu'on a fait des propositions.

9 C'est sûr que, nous, on a plus de transport
10 que la capacité installée de notre centrale au
11 Québec. Ça, c'est la capacité installée. Puis il
12 n'est pas vrai de dire que notre centrale hydrique
13 produit à cent pour cent d'un facteur
14 d'utilisation. Ça fait que, en moyenne, on a
15 environ, puis je regarde à peu près un volume flat.

16 C'est sûr que, flat, quand le marché
17 ontarien est en bas du patrimonial, bien, on ne
18 s'attend pas que le Distributeur veuille vendre,
19 parce que notre compréhension, comme on dit, c'est
20 qu'eux ont le droit mais pas l'obligation d'acheter
21 de l'énergie. Ça fait que, pour nous, c'est une
22 option. Mais dans les périodes où que le
23 patrimonial ou l'énergie qui pourrait être revendue
24 pourrait être au-delà du patrimonial, c'est là qu'à
25 ces moments-là, il devrait y avoir de l'intérêt.

1 Puis quand il y a des appels d'offres à
2 plus long terme, bien, c'est contacter ces gens-là.
3 Comme nous, comme environ, là... C'est vrai qu'on a
4 deux cent... quatre-vingt... cinquante-sept (57) au
5 Québec et deux cent quatre-vingt-deux (282) sur le
6 côté américain. Mais on priorise à la base notre
7 centrale. Mais tout ce qui est environ cent
8 mégawatts (100 MW) et cent vingt-cinq mégawatts
9 (125 MW), c'est de l'optimisation.

10 (9 h 43)

11 Nous, le chemin, c'est via le marché ontarien vers
12 la Nouvelle-Angleterre, sauf que où est-ce qu'on
13 voit de la valeur, c'est, pour nous, c'est, quand
14 on prend le marché ontarien, c'est que nous, on
15 doit payer le marché ontarien, plus des frais de
16 sortie, qui peut, dépendamment de la période, qui
17 peut varier entre cinq à sept dollars (5 - 7 \$).

18 Ça fait qu'il y a deux composantes, nous, à
19 notre opinion, que le Distributeur devrait
20 considérer, c'est, un, quand le marché ontarien est
21 au-delà du patrimonial, ça, c'est un indicateur
22 important; puis en plus de ce prix qui pourrait
23 être intéressant pour eux, c'est que nous, on est
24 prêts à payer une prime au-delà de ce prix-là,
25 parce que nous, on a des frais excédentaires

1 d'exporter l'énergie en dessous de notre transport
2 ferme.

3 Ça n'empêche pas que s'ils ont des surplus
4 plus grands que ce que nous, exemple, avons comme
5 transport ferme, parce qu'on le sait, il n'y a pas
6 beaucoup de détenteurs de transport ferme au
7 Québec, mais ils peuvent quand même, c'est là que
8 dans le court terme on peut dire, c'est qu'ils
9 pourraient considérer, parce que ce n'est pas parce
10 que l'Ontario, il y a des périodes où est-ce que
11 les prix sont plus bas, prenons par exemple en
12 période où est-ce que le Distributeur est en
13 surplus, à l'été ou au mois de juin, à ces moments-
14 là, bien, on peut voir présentement, là, des prix
15 relativement entre quarante et cinquante dollars
16 (40 - 50 \$).

17 Même si nous, en tant que clients de point
18 à point, on pourrait offrir un prix plus grand que
19 l'Ontario, bien, il y a d'autres acheteurs, les
20 mêmes joueurs que quand HQD fait des appels l'hiver
21 ou, pour acheter de l'énergie au Québec, c'est le
22 même portefeuille de clients, c'est, puis on ne
23 peut... pas besoin de les énumérer, on les connaît,
24 ils peuvent bénéficier de ça.

25 C'est certain que ces gens-là, s'ils

1 veulent aller en Ontario, bien théoriquement, ils
2 vont peut-être devoir avoir une petite prime à la
3 baisse du marché ontarien; ça, c'est sûr, mais ça
4 reste que pour nous, si l'option du Distributeur,
5 c'est tous les mégawatts au-delà du patrimonial
6 devraient être considérés, bien, il y a un certain
7 point, il y a des clients qui pourraient payer plus
8 cher mais il y a certains clients qui sont peut-
9 être moins chers que nous, mais si on a un volume
10 plus élevé, ça reste que, au-delà du vingt-huit
11 dollars (28 \$), si, exemple, prenons l'exemple
12 c'est quarante dollars (40 \$) au marché ontarien,
13 quelqu'un qui n'a pas de transport serait peut-être
14 prêt à payer seulement trente-huit (38 \$), mais
15 pour l'importer au marché voisin.

16 Q. [36] Et alors est-ce que, moi, ma compréhension,
17 excusez-moi, ma compréhension de la preuve d'Hydro-
18 Québec, c'est que le problème est physique de
19 quincaillerie de transport et aussi de
20 réservations, alors est-ce que, d'après vos
21 réponses, je comprends que vous n'êtes pas d'accord
22 que, au niveau surtout de la puissance peut-être
23 mais aussi peut-être de l'énergie, ces limites,
24 vous n'êtes pas d'accord, ou est-ce que vous êtes
25 d'accord avec leur affirmation des limites?

1 R. Bien, ça dépend. Je peux juste ajouter, ça dépend
2 du volume. On s'entend, si on, si le Distributeur
3 dit : « Demain matin, j'aimerais vendre mille
4 mégawatts (1 000 MW) », bien, c'est certain qu'on
5 va dire : « Mille mégawatts (1 000 MW) demain
6 matin, c'est assez limité au Québec. » Mais si on
7 dit : « J'ai peut-être un volume de cinquante à
8 deux cents mégawattheures... mégawatts, je m'excuse
9 (50 - 200 MW)... », bien, c'est quelque chose que,
10 juste nous seuls, on a de l'intérêt mais d'autres
11 clients aussi auraient de l'intérêt.

12 Ça fait que ça dépend tout le temps du
13 volume. C'est certain que si on arrive avec mille
14 mégawatts (1 000 MW) quand la disponibilité est
15 soit non ferme, excédentaire, ou les clients fermes
16 comme au Québec, il n'y a pas seulement, il y
17 aurait peut-être Labrador, je ne sais pas, là, ce
18 n'est pas moi qui gère leurs actifs, mais il y
19 aurait peut-être de l'intérêt pour acheter
20 l'énergie parce qu'ils détiennent du transport
21 ferme.

22 Q. [37] Et mes clients aussi suggèrent que, entre
23 autres, que, demandent que la Régie ordonne à
24 Hydro-Québec de procéder à une évaluation de ces
25 possibilités, de prendre finalement une posture

1 plus proactive, plus active, est-ce que vous êtes
2 d'accord avec cette recommandation-là?

3 M. PASCAL CORMIER :

4 R. Bien, certainement. Quand on parle de
5 quincaillerie, juste revenir là-dessus, les
6 interconnexions sont là, c'est des droits de
7 propriété sur les, le transport ferme qui est
8 possédé par certains, s'il y a des transactions qui
9 sont rentables, les gens qui possèdent du transport
10 ferme, que ce soit HQP, qui possède beaucoup de
11 transport ferme, ou EBM, ou d'autres clients, il y
12 a un, il peut y avoir un intérêt.

13 Mais sans démarches de la part du
14 Distributeur pour offrir ces surplus-là, comme on a
15 dit, il peut très bien avoir des offres de revente
16 avec un prix plancher qui élimine tout risque, là.
17 Si on dit : « On a un prix plancher au prix du
18 patrimonial, au pire, on laisse le patrimonial sur
19 la table à vingt-huit dollars (28 \$) puis... »,
20 mais il faudrait qu'il y ait des démarches pour
21 attiser l'intérêt des différents joueurs.

22 Puis avec l'évolution des différents prix
23 de marché, bien, l'intérêt peut varier, il peut
24 être plus grand, il peut être plus, ça peut être
25 les conditions hydriques du Producteur, il peut y

1 avoir une année où est-ce qu'il y a moins d'eau, il
2 y a plein de variables qui impactent les décisions.
3 Tout ce qu'on dit, nous, c'est : essayez-le, mettez
4 sur le marché les surplus puis vous allez voir s'il
5 y a de l'intérêt.

6 S'il n'y en a pas, vous vous retrouvez à la
7 même situation, le pire des cas, là, c'est que vous
8 allez vous retrouver avec la situation qui est
9 proposée dans le présent Plan, c'est-à-dire d'avoir
10 du patrimonial inutilisé. Donc c'est juste des
11 upsides, pour la clientèle du Distributeur.

12 Me FRANKLIN S. GERTLER :

13 O.K. Merci beaucoup, Madame la Présidente.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci, Maître Gertler. Est-ce qu'il y a d'autres
16 intervenants... Maître Fraser?

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Je n'aurai pas de questions, Madame la Présidente.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci. Maître Alexandre de Repentigny?

21 Me ALEXANDRE de REPENTIGNY :

22 Je n'aurai pas de questions non plus.

23 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

24 Non. Je vais peut-être avoir...

25

1 M. PASCAL CORMIER :

2 R. Je croyais avoir un sans-faute, là, que c'était
3 tellement clair.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Et non, et non.

6 (9 h 50)

7 Q. **[38]** Est-ce que selon vous, bon, un petit
8 préambule. En ce qui a trait aux conventions
9 d'énergie différée, le Distributeur a la
10 possibilité de différer de l'énergie de l'été à
11 l'hiver selon des blocs de cinquante mégawatts
12 (50 MW). Est-ce que l'appel d'offres, tel que
13 proposé par le Distributeur récemment, est selon
14 vous plus avantageux qu'une stratégie qui pourrait
15 consister à différer justement de l'énergie de
16 l'été à l'hiver dans le contexte des besoins en
17 puissance, là, à la pointe?

18 M. PASCAL CORMIER :

19 R. Premièrement, il faut mettre en perspective les
20 produits énergie et puissance. C'est, dans... Je
21 n'ai pas étudié le contrat d'énergie différée dans
22 le présent dossier, je l'ai fait dans le passé, là.
23 De mémoire, il y a un cent mégawatts (100 MW) de
24 transport ferme puis si je ne m'abuse, il y a une
25 possibilité d'aller de la puissance supplémentaire

1 jusqu'à hauteur de mille mégawatts (1 000 MW) ou un
2 quatre cents (400 MW) qui est disponible. C'est une
3 option qui est dans le portefeuille
4 d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution.

5 Tout ce que je peux dire, sans avoir le
6 détail de ce contrat-là, c'est que toute option
7 doit être util... il ne doit pas y avoir de
8 contrainte dire, pour une contrainte, comment je
9 pourrais dire, bureaucratique, d'avoir un solde à
10 zéro en deux mille vingt-sept (2027), là, on
11 n'utilise pas l'option qu'on a.

12 Moi je crois que le Distributeur devrait
13 utiliser toutes les options qu'il a. Le contrat
14 patrimonial est très flexible? L'énergie différée
15 est un autre contrat qui lui procure une certaine
16 flexibilité différée puis s'approvisionner en hiver
17 lorsqu'il a des grands besoins.

18 Donc, effectivement, moi je dirais, il doit
19 utiliser toute la flexibilité que les contrats lui
20 offrent, incluant l'énergie différée. Puis il doit
21 faire une analyse aussi par rapport à l'énergie
22 différée sur la valeur estimée dans les années à
23 venir, là.

24 Quand il décide de différer de l'énergie ou
25 de ne pas différer de l'énergie, il se prémunie

1 d'utiliser cette option-là qui lui permet de jouer
2 dans ses approvisionnements dans le temps, là.

3 Comme j'ai dit, je n'ai pas étudié
4 spécifiquement le dossier mais ce que je devrais
5 dire de façon générale, c'est vraiment de maximiser
6 l'utilisation de ces options-là. C'est ce que,
7 comme entreprise privée, c'est ce qu'on fait puis
8 on s'attend à ce que le Distributeur utilise la
9 même mentalité d'optimisation dans ses
10 approvisionnements.

11 Q. [39] Concernant la revente de l'énergie
12 patrimoniale qui est inutilisée, bon, comme vous
13 savez, il y a eu des intentions, là, qui ont été
14 énoncées dans le cadre du dernier budget du
15 gouvernement qui ferait en sorte que tous les
16 surplus patrimoniaux seraient automatiquement
17 laissés au producteur. Est-ce que ça change, bon si
18 cette orientation-là est, se concrétise, là, pour
19 le moment, ce n'est pas le cas, est-ce que ça fait
20 en sorte qu'effectivement toutes les suggestions
21 qui sont faites en ce qui a trait à l'optimisation,
22 là, de la gestion des surplus, tombe à l'eau?

23 R. Bien, techniquement, la valorisation des produits
24 environnementaux associée à l'énergie éolienne,
25 deviendrait impossible à valoriser parce que pour

1 vendre les attributs environnementaux, il y a de
2 l'énergie qui doit être associée à ça.

3 Si par la mécanique proposée dans le
4 budget, là, qui va... Premièrement, il n'y a pas eu
5 de modification de loi encore. Selon nous, la
6 décision de la Régie devrait tenir compte du cadre
7 réglementaire actuel mais si ça arrive, évidemment,
8 ça empêche, ça élimine la possibilité à tous les
9 clients, puis ça, c'est assez inquiétant, là, aux
10 clients du Distributeur, de bénéficier de ses
11 approvisionnements qui lui appartiennent. Puis
12 comme j'ai dit, ça se retrouve à être un transfert.
13 La logique est pareille comme j'ai dit...

14 La solution proposée dans le plan d'appro
15 de laisser du patrimonial inutilisé, là, c'est
16 similaire à ce qui est prévu dans le budget. Donc
17 ça, il y a un impact sur la valorisation des
18 attributs puis effectivement, tout activité de
19 revente deviendrait impossible parce qu'il n'y en
20 aurait plus de surplus dans les mains du
21 Distributeur.

22 Toutefois, je dois dire que la possibilité
23 d'acheter à des prix inférieurs au prix du
24 patrimonial est toujours disponible, là. Mais,
25 premièrement, ça n'a pas passé. L'impact est majeur

1 pour la clientèle du Distributeur de cette
2 modification de loi-là. J'imagine qu'il va y avoir
3 un débat, là, avant que les lois passent, puis
4 nous, ça nous inquiète aussi parce que ça nous
5 impacte comme fournisseur, là. Ça nous enlève, ça
6 nous met en position déloyale par rapport à un
7 concurrent qui lui a accès à tous les surplus, sans
8 être en compétition avec nous pour pouvoir
9 valoriser les atouts que les clients du
10 Distributeur possèdent, là, présentement.

11 Q. [40] Une dernière question par rapport à la
12 suggestion que vous faites pour l'achat de
13 puissance par des transactions de passage, là, à
14 l'Ontario. Est-ce qu'il n'y aurait pas des coûts
15 environnementaux qui seraient reliés éventuellement
16 à ce type d'achat-là, considérant que les
17 productions, que l'énergie proviendrait de
18 centrales au charbon?

19 (9 h 55)

20 R. Premièrement, il faut faire la distinction entre
21 énergie et puissance. Puissance c'est comme je vous
22 dis, c'est une assurance. C'est une assurance qu'il
23 y a un producteur qui est prêt à partir son
24 générateur quand le Distributeur en a de besoin,
25 souvent à des prix très élevés, là, tu sais. C'est

1 comme si la maison brûle, l'assurance, tu appelles
2 l'assurance, tu dis : « J'ai besoin de mon chèque
3 pour rebâtir la maison. »

4 Ça fait qu'effectivement, l'énergie
5 associée à ça, et avec le nouveaux système
6 environnemental, le SPEDE ou... des marchés où est-
7 ce qu'il y a plus de charbon, l'impact monétaire
8 associé au carbone est plus important dans ces
9 marchés-là.

10 Sauf que cet impact-là est payé. C'est ça
11 la beauté du marché du carbone au Québec, c'est
12 qu'on l'assume. Quand on consomme dans un endroit
13 qui produit plus de carbone, bien, évidemment, le
14 prix est plus élevé qu'à un endroit où est-ce que
15 c'est juste de l'éolien.

16 Mais, oui, il y en a un. À mon avis, il est
17 capté par le marché du carbone puis il faut mettre
18 en perspective le volume que ça représente, là. La
19 partie énergie versus le coût de la transaction du
20 produit de puissance ce n'est pas les mêmes... ce
21 n'est pas les mêmes volumes, là.

22 M. MARC-ANDRÉ LAURIN :

23 R. Bien, c'est ça que j'étais pour rajouter. C'est
24 certain que, dépendamment de l'endroit où est-ce
25 que la provenance de la capacité qui va être vendue

1 ou importée au Québec, va faire... Puis, c'est ça,
2 on parle mis à part l'économique pour le prix de la
3 puissance, mais quand les gens offrent, basé sur un
4 prix assumant qu'à la livraison...

5 Parce qu'on s'entend que ce n'est pas
6 seulement que de la puissance, tu dois livrer de
7 l'énergie à un moment quelconque. Mais l'énergie
8 qui est associée à ça, souvent peut... Oui, c'est
9 certain que peut-être que les coûts, les crédits
10 sont plus élevés, mais, considérant le type d'actif
11 dans ces marchés-là, c'est que la commodité elle-
12 même est plus basse.

13 Ça fait que des fois ça semble genre on a
14 un dollar (1 \$) pour de l'énergie moins propre,
15 mais le prix de l'énergie est plus bas versus
16 d'autres endroits. Comme je prends l'exemple, ça
17 fait qu'on n'importe pas de la Nouvelle-Angleterre,
18 mais la Nouvelle-Angleterre, elle, c'est plus des
19 actifs au gaz. Mais dans les périodes hivernales,
20 bien, le gaz peut être contraint puis c'est là que
21 c'est l'énergie, l'énergie associée au moment de
22 l'appel peut être beaucoup plus élevée.

23 Ça fait que c'est vrai que ça ressemble
24 moins « clean » prendre de l'énergie peut-être, je
25 ne sais pas, moi, quand Pascal a mentionné MOISO ou

1 des marchés au sud de l'Ontario. Mais la composante
2 totale fait en sorte que ça peut quand même être
3 économiquement plus viable qu'acheter d'ailleurs.

4 Q. **[41]** Parfait. Cela termine les questions de la
5 formation. Maître Hamelin.

6 RÉINTERROGÉS PAR Me PAULE HAMELIN :

7 Peut-être juste une petite question en
8 réinterrogatoire.

9 Q. **[42]** Madame la présidente a posé la question quant
10 à l'utilisation de la Convention d'énergie différée
11 par rapport au processus d'appel d'offres qui a été
12 enclenché. Ma question est la suivante : Est-ce
13 que, même si les propositions au niveau de la
14 Convention d'énergie différée étaient retenues par
15 la Régie, les propositions de certains intervenants
16 d'utiliser cette convention-là, est-ce que vous
17 considérez que l'appel d'offres en puissance était
18 quand même requis de la part du Distributeur?

19 M. PASCAL CORMIER :

20 R. Oui, oui, bien sûr. Les besoins en puissance du
21 Distributeur sont importants. Comme je vous ai dit,
22 il y a différents outils pour y répondre. Il y a
23 l'interruptible, il y a la puissance offerte par
24 les générateurs qui a tous les avantages que j'ai
25 mentionnés, la flexibilité, la variation des prix

1 aussi qui peut être plus bas. Puis certainement que
2 ça fait partie du portefeuille d'approvisionnement,
3 là. Mais l'appel d'offres est toujours requis, là,
4 ainsi que le quinze cents mégawatts (1500 MW) de
5 limite, et plus même.

6 Q. **[43]** Je vous remercie. Ça complète.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est bon. Merci, Maître Hamelin. Donc, cela
9 termine la preuve d'EBM.

10 R. On vous remercie pour votre témoignage. Vous êtes
11 donc libérés.

12

13 LA PRÉSIDENTE :

14 On va prendre une pause de dix (10) minutes. Maître
15 Turmel?

16 Me ANDRÉ TURMEL :

17 Excusez-moi de vous interrompre. Alors, nous, nous
18 allons quitter. Je comprends que l'argumentation,
19 sauf erreur, débiterait jeudi matin, hein, si tout
20 va bien?

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Si tout va bien, oui. Jeudi c'est certain qu'on
23 débute l'argumentation jeudi. À quelle heure?
24 Probablement que mercredi on risque d'avoir la
25 chance de passer les quatre derniers intervenants.

1 Mercredi, oui c'est ça. Puis jeudi, on débiterait
2 les argumentations.

3 Me ANDRÉ TURMEL :

4 Je vous remercie.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 C'est bon. Alors donc, de retour à dix heures dix
7 (10 h 10) avec la présentation de la preuve de
8 l'AHQ/ARQ.

9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

10

11 (10 h 12)

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Maître Cadrin.

14

15 **PREUVE AHQ/ARQ**

16

17 Me STEVE CADRIN :

18 Bonjour. Maître Steve Cadrin pour l'Association
19 Hôtellerie Québec -je me suis fait corriger dans
20 l'appellation qui a changé récemment de
21 l'Association - et Association des restaurateurs du
22 Québec. Nous avons la présentation qui sera
23 affichée à l'écran, mais nous avons la version
24 papier.

25 Et j'aurai également un document qui sera

1 utilisé dans le cadre de la présentation de
2 monsieur Raymond. Nous pourrions les coter au moment
3 opportun. Mais pour ce qui est de la présentation,
4 ça a été produit par le SDÉ un peu plus tôt. J'ai
5 envoyé également une copie électronique à mes
6 confrères également et à la Régie. Mais je pense
7 que c'est déjà dans votre réseau SDÉ. Je ne suis
8 pas sûr si c'est à l'écran pour la présentation.

9 Comme nous avançons rondement, je ne veux
10 pas ralentir le processus, je continue pendant que
11 les documents se distribuent. Je suis également
12 accompagné... dans la salle nous avons madame
13 Chayer, madame Danielle Chayer, présidente
14 directrice générale de l'Association Hôtellerie
15 Québec, également monsieur Pierre-Olivier Raymond,
16 directeur principal de l'Association des
17 restaurateurs du Québec. Ce n'est pas des témoins
18 annoncés. Ils sont dans la salle évidemment pour
19 cette preuve-là qui sera présentée par l'expert
20 mandaté monsieur Marcel Paul Raymond.

21 Quant au statut d'expert, je comprends
22 qu'il n'y avait pas eu de contestation. Il
23 suffisait de faire reconnaître peut-être le statut
24 d'expert de façon officielle. Peut-être que,
25 Monsieur Raymond, vous pouvez phraser la bonne

1 façon votre statut d'expert tel que demandé.

2

3

4 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingtième (20e)
5 jour du mois de juin, A COMPARU :

6

7 **MARCEL PAUL RAYMOND**, consultant en énergie, ayant
8 une place d'affaires au 2200, rue Ariette-Crombie,
9 Ville Saint-Laurent (Québec);

10

11 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
12 solennelle, déposent et disent :

13

14 INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

15 Expert en planification et en optimisation des
16 approvisionnements électriques.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors, la Régie accorde le statut d'expert tel que
19 précédemment énoncé pour monsieur Raymond.

20 Me ÉRIC FRASER :

21 Je l'ai juste ici. C'est qualification et
22 optimisation des approvisionnements en électricité.
23 Ce n'était pas loin.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Ce n'était pas loin. Donc, on accorde le statut tel

1 qu'exprimé par maître Fraser.

2 Me STEVE CADRIN :

3 Q. **[44]** Monsieur Raymond, les questions d'usage. Pour
4 ce qui est de l'adoption de la preuve que vous avez
5 préparée, une preuve d'expertise pour l'AHQ et pour
6 l'ARQ à leur demande. Je comprends que vous avez
7 préparé l'ensemble de la documentation qui a été
8 déposée à la Régie, incluant la présentation de ce
9 matin?

10 R. Oui.

11 Q. **[45]** Vous adoptez cette preuve pour valoir pour
12 votre témoignage écrit en la présente instance
13 également?

14 R. Oui.

15 Q. **[46]** Pour le dépôt de la présentation, je ne sais
16 pas si on avait déjà une cote maintenant SDÉ de
17 façon formelle. C-AHQ/ARQ-21.

18

19 C-AHQ/ARQ-0021 : Présentation

20

21 C'est bon pour le dépôt. Parfait. Alors peut-être
22 une question préliminaire, Monsieur Raymond, là.
23 Comme nous avons parlé de beaucoup de sujets en
24 matière d'approvisionnement électrique peut-être
25 nous expliquer, sans rentrer dans le grand détail,

1 là, parce que le statut d'expert est reconnu, mais
2 comment votre expérience s'applique-t-elle
3 particulièrement à ce dossier-ci au niveau de
4 l'approvisionnement, si vous me permettez de vous
5 poser la question?

6 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

7 R. Oui, il y a plusieurs éléments de mon expérience
8 qui s'appliquent directement au dossier présent.
9 Par exemple, j'ai participé au développement des
10 principes qui ont amené la notion des aléas
11 climatiques et des aléas sur la demande prévue. Et
12 la plupart des éléments que je vais... dont je vais
13 mentionner apparaissent dans le document qui a
14 été... que maître Cadrin a déposé, qui est un
15 article qui date de mil neuf cent quatre-vingt-dix
16 (1990). Et donc la plupart des éléments qui
17 s'appliquent dans le dossier actuel peuvent se
18 retrouver dans cet article-là que... que j'ai
19 publié avec madame Falcon.

20 (10 h 18)

21 Q. **[47]** Peut-être juste déposer de façon formelle, là,
22 je ne l'ai pas fait coter, l'article en question.
23 Donc vous me dites que c'est un article de mil neuf
24 cent quatre-vingt-dix (1990) rédigé en
25 collaboration.

1 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

2 R. Oui. Quatre-vingt-dix ('90) ou à peu près, je ne
3 l'ai pas entre les mains, là, mais je m'en souviens
4 encore. Quatre-vingt-onze ('91), c'est beaucoup
5 plus récent.

6 Q. **[48]** Quatre-vingt-onze ('91), merci.

7 R. Je m'en souviens.

8 Q. **[49]** Alors à la base des principes et donc on était
9 rendus à la cote 22 C-AHQ/ARQ-22 pour la cotation
10 de cet article. Je vous laisse continuer dans les
11 explications que vous aviez...

12

13 C-AHQ/ARQ-0022 : Article écrit en collaboration
14 avec T. Falcon de 1991

15

16 R. Oui.

17 Q. **[50]** ... relativement notamment à cet article qui
18 date d'un certain temps, peut-être nous expliquer
19 pourquoi c'est pertinent encore aujourd'hui.

20 R. Bien je vais continuer dans les éléments qui sont
21 pertinents puis ceux qui se réfèrent à l'article je
22 vais les mentionner. J'ai aussi participé
23 activement au développement des modèles
24 d'optimisation pour gérer l'énergie sur un horizon
25 de long terme. Et c'est un exercice qui s'applique

1 directement aux problèmes de gérer efficacement et
2 optimalement les conventions d'énergie différée.
3 J'ai aussi supervisé des ingénieurs qui ont
4 effectué les études d'intégration éolienne pour
5 Hydro-Québec. J'ai présidé récemment des sessions
6 internationales sur l'intégration éolienne. J'ai
7 introduit à Hydro-Québec des concepts de
8 démonstration de la fiabilité en puissance en
9 utilisant la simulation Monte Carlo. Donc ça c'est
10 le... ça aussi c'est l'objet de l'article de mil
11 neuf cent quatre-vingt-onze (1991).

12 J'ai développé à Hydro-Québec les concepts
13 d'évaluation du taux de réserve de l'électricité
14 interruptible et j'ai aussi vendu ces concepts-là à
15 la haute direction parce que c'était pas évident
16 d'arriver, puis de dire que l'électricité
17 interruptible ne valait plus cent pour cent
18 (100 %), mais un certain pourcentage un peu plus
19 bas.

20 J'ai aussi développé à Hydro-Québec la
21 modélisation pour prendre en compte les délais
22 d'appel dans la simulation des moyens de gestion de
23 la pointe. Alors oui, ça existe on peut modéliser
24 les délais d'appel et je vais en parler un peu plus
25 tard. C'est utile par exemple pour l'électricité

1 interruptible, pour les marchés à court terme, pour
2 les productions thermiques dans le cas où il y en
3 aurait et ça aussi c'est exprimé dans l'article qui
4 a été déposé ce matin.

5 J'ai développé à Hydro-Québec le modèle qui
6 permet de calculer correctement l'espérance
7 d'utilisation des moyens de gestion de la pointe,
8 comme la puissance interruptible, les marchés court
9 terme et les... l'énergie de centrale thermique. Je
10 vais en parler plus tard. J'ai pendant longtemps
11 participé au comité d'exploitation Hydro-Québec
12 Churchill Falls Labrador Corporation, donc je
13 connais très bien le contrat. J'ai participé au
14 comité d'exploitation d'Hydro-Québec avec le
15 Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre, New
16 York, l'Ontario et Rio Tinto Alcan.

17 J'ai participé au développement des
18 concepts de fiabilité énergétique et enfin j'ai
19 fait des présentations sur l'impact des changements
20 climatiques sur les apports naturels dans un réseau
21 comme celui d'Hydro-Québec.

22 Q. [51] Alors comme l'AHQ/ARQ vous a demandé de
23 regarder ce dossier dans le concept d'une
24 tarification juste et raisonnable et en fait la
25 plus la plus basse tarification possible dans les

1 circonstances, vous aviez une série de
2 recommandations dans votre rapport. Je comprends
3 que vous avez préparé une présentation qui résume
4 les points essentiels, mais en faisant le lien avec
5 la preuve et les questions qui ont peut-être été
6 posées plus tôt cette semaine. C'est exact?

7 R. C'est exact.

8 Q. **[52]** Et je vous laisse aller avec cette
9 présentation.

10 R. Merci, Maître Cadrin. Et merci aux membre du ban de
11 nous permettre de faire cette présentation. Comme
12 maître Cadrin l'a dit, le mandat qu'on m'a donné
13 c'est de regarder le Plan d'approvisionnement et
14 voir comment il pouvait être optimisé ou amélioré
15 pour, encore là, viser à ce que les membres des
16 deux associations qui ont donné le mandat puissent
17 bénéficier des tarifs justes et raisonnables. Et en
18 discutant tantôt avec nos deux invités qui
19 représentent le client, bien je me suis rendu
20 compte que la marge bénéficiaire de ces industries-
21 là ou de ces commerces-là est très, très sensible à
22 tout choc, dont par exemple les tarifs
23 d'électricité.

24 Dans la présentation, comme je sais que
25 vous avez lu tous les documents dont la preuve, le

1 rapport d'expertise que j'ai préparé, alors je
2 reviendrai sur les recommandations qui ont pu, au
3 cours des audiences, être affectées par de
4 l'information nouvelle. Et je vais... donc je ne
5 vais pas parler de toutes les recommandations, ça
6 ne veut pas dire qu'elles ne sont pas toutes
7 importantes, elles sont dans le rapport. Mais je
8 vais insister sur certaines qui ont pu soit avoir
9 été modifiées avec les audiences ou soit suscité un
10 intérêt particulier au cours de ces audiences de
11 cette semaine.

12 Alors le Plan, bon. Un plan
13 d'approvisionnement ça comprend, pour moi c'est...
14 c'est plein d'éléments qui sont indissociables.
15 Alors je vais parler d'un certain nombre de ces
16 éléments-là qui ont attiré mon attention dans le
17 rapport qu'on a préparé.

18 La première recommandation touche à la
19 prévision de la demande et je la lis rapidement :

20 Pour les fins du calcul de l'aléa
21 climatique, la mise à jour des
22 simulations horaires chronologiques
23 des besoins devrait se faire à chaque
24 Plan d'approvisionnement, en ajoutant
25 les trois dernières années

1 d'historique, et ce, particulièrement
2 dans un contexte de changements
3 climatiques.

4 Alors j'ai été agréablement surpris de constater
5 que déjà avec la pièce B-0082 le Distributeur a
6 déjà mis à jour les conditions climatiques de
7 l'année qui... c'est-à-dire les conditions de
8 l'année climatique deux mille treize (2013) qui
9 vient à peine de se terminer. Ce qui a amené un
10 impact de plus cent trente mégawatts (130 MW).

11 Évidemment c'est une année, un hiver qu'on
12 a tous vécu et on sait qu'il est quand même assez
13 particulièrement significatif par sa particularité
14 un peu plus extrême. Alors c'est toujours bon dans
15 des analyses de fiabilité d'aller chercher les
16 événements extrêmes parce que c'est contre ces
17 événements-là qu'on veut... c'est ceux-là qu'on
18 veut traiter quand on veut aller quels événements
19 extrêmes vont... vont nous limiter dans notre
20 fiabilité à alimenter une certaine demande
21 d'électricité.

22 (10 h 25)

23 Alors déjà le Distributeur a intégré
24 l'année deux mille treize (2013) et, finalement, ce
25 qui nous amène à changer notre recommandation pour

1 dire non pas de revoir les simulations à chaque
2 plan mais de les revoir à chaque année finalement
3 puisqu'on voit que déjà quelques mois après la fin
4 de l'hiver Hydro-Québec, avec les systèmes de
5 prévision de la demande qu'ils ont développé, sont
6 en mesure de le faire.

7 En passant, on a aussi beaucoup apprécié
8 les présentations qui ont été faites sur la
9 prévision de la demande. D'ailleurs, je constate
10 qu'il y a pas beaucoup de monde qui, dans ses
11 preuves, amène des commentaires sur la prévision de
12 la demande parce que, donc, c'est une présentation
13 qui a été très instructive et qui fait preuve d'une
14 certaine transparence. Évidemment, vous devinez que
15 la contrepartie de ce commentaire-là c'est que,
16 évidemment, si on pouvait avoir le même type de
17 présentation sur les stratégies
18 d'approvisionnement, bien c'est une piste qui
19 pourrait sûrement réduire ou alléger le processus
20 réglementaire et répondre à plusieurs des questions
21 qu'on a eues.

22 Aussi, il faut pas oublier que l'ajout de
23 cette année climatique aura, on en parlera tantôt,
24 un impact sur les taux de réserve interruptible et
25 sur le taux de contribution en puissance de la

1 filière éolienne.

2 La recommandation numéro 4, alors là,
3 évidemment, je ne pouvais pas passer sous silence
4 l'utilisation optimale des conventions d'énergie et
5 la recommandation numéro 4, toujours de notre
6 rapport, recommande d'évaluer le manque à gagner
7 que le Distributeur a encouru pour l'hiver dernier,
8 donc de décembre deux mille treize (2013) à mars
9 deux mille quatorze (2014), en choisissant d'avoir
10 recours à des achats à court terme au lieu de
11 procéder à des retours d'énergie et on recommandait
12 qu'une telle évaluation devrait être faite pour
13 chacun des blocs de retour de cinquante mégawatts
14 (50 MW), entre cinquante (50) et quatre cents
15 mégawatts (400 MW) parce que souvenons-nous que les
16 conventions, les rappels ou les retours, les deux
17 termes sont utilisés, peuvent aller jusqu'à quatre
18 cents mégawatts (400 MW) mais ce sont par des blocs
19 de cinquante mégawatts (50 MW) dans ces
20 conventions-là.

21 D'ailleurs, le Distributeur nous a
22 confirmé, dans la pièce B-0083, que l'hiver avait
23 entraîné un volume important d'achat d'énergie. Par
24 contre, nous n'avons pas obtenu d'information
25 chiffrée lors des audiences, possiblement qu'on en

1 saura plus d'ici au début août au moment du dépôt
2 de la demande tarifaire. Dans notre rapport, à
3 défaut d'information qu'on avait demandée à
4 l'époque d'Hydro-Québec aussi dans les demandes de
5 renseignements, on a fait une évaluation qui est
6 approximative et qui est basée sur un certain
7 nombre d'heures de journées froides cet hiver où le
8 manque à gagner serait de l'ordre de trente
9 millions (30 M) du fait de ne pas avoir procédé à
10 des rappels d'énergie pour les quatre mois d'hiver
11 dernier.

12 Et ce qui amène notre recommandation numéro
13 6 qui est en lien avec ce que je viens de dire,
14 donc avec les informations disponibles on peut
15 conclure qu'il serait avantageux pour le
16 Distributeur de procéder à des retours d'énergie,
17 je vous rappelle, retour, rappel, c'est les mêmes
18 termes, de quatre cents mégawatts (400 MW) pour
19 tous les mois d'hiver à compter de l'hiver deux
20 mille quatorze-deux mille quinze (2014-2015) et,
21 sous entendu, jusqu'en février deux mille vingt-
22 sept (2027), la fin des conventions. Par
23 conséquent, il devrait modifier sa stratégie
24 d'énergie différée rappelée sur l'horizon deux
25 mille quatorze-deux mille vingt-sept (2014-2027).

1 Tout d'abord, Hydro-Québec Distribution dit
2 dans sa preuve, et l'a dit dans la preuve du
3 dossier R-3854 sur la demande tarifaire, qu'il ne
4 peut plus différer d'énergie pour plusieurs raisons
5 mais, notamment, parce qu'il ne peut pas effectuer
6 d'autres retours ou rappels que ceux qu'il a déjà
7 montrés dans son plan d'approvisionnement, sauf si
8 je fais exception au trois dernières années. Mais
9 il dit, présentement, pour l'année prochaine, pour
10 l'hiver passé « Je ne peux pas procéder à des
11 retours ou à des rappels d'énergie. ».

12 Et comme monsieur Charest l'a bien illustré
13 hier, cette situation a drastiquement changé depuis
14 l'état d'avancement du plan d'approvisionnement
15 deux mille onze-deux mille vingt (2011-2020). Donc,
16 nous, ce qu'on s'est dit, c'est que si on peut
17 démontrer qu'on peut rappeler plus d'énergie alors
18 conséquemment on pourra différer plus d'énergie,
19 c'est toujours sur la période deux mille quatorze-
20 deux mille vingt-sept (2014-2027) et on s'est
21 attardés, et je dis bien attardés parce que si vous
22 regardez le rapport, il y a une vingtaine de pages
23 sur cette question-là, et nous nous sommes attardés
24 sur la question et nous avons fait la démonstration
25 que les rappels sont rentables au moins pour tous

1 les mois d'hiver d'ici deux mille vingt-sept (2027)
2 ce qui donne, évidemment, une grande capacité de
3 rappeler et, conséquemment, de pouvoir différer.

4 Les avantages des rappels, parce que quand
5 on fait un rappel pendant un mois donné, par
6 exemple janvier deux mille quatorze (2014), bien
7 c'est que, en contrepartie, on aura moins
8 d'électricité interruptible ou moins d'un marché à
9 court terme. L'avantage des rappels versus ces deux
10 autres moyens-là, bon, les rappels d'énergie n'ont
11 aucun préavis. Évidemment, une fois qu'on les a
12 annoncés au mois de septembre, quand on arrive au
13 mois de janvier, bien à tous les jours, vingt-
14 quatre (24) heures par jour, on a un quatre cents
15 mégawatts (400 MW) qui arrive sans être obligés de
16 l'appeler la veille ou deux heures d'avis versus
17 par exemple pour un appel d'une puissance UCAP
18 qu'on aurait possiblement réservée un peu plus tôt
19 dans l'année précédente.

20 (10 h 30)

21 Cet appel-là doit, dans le fond, subir un
22 aléa de prévisions de sept cent vingt-cinq
23 mégawatts (725 MW) trente-six (36) heures à
24 l'avance. Autrement dit, si, pour un marché UCAP,
25 le Distributeur doit se décider ou faire l'appel

1 trente-six (36) heures à l'avance comme il nous
2 l'indique, bien l'aléa de prévisions trente-six
3 (36) heures à l'avance qu'on a obtenu dans le
4 dossier 3678 sur l'électricité interruptible à
5 l'époque, peut-être qu'il a changé aujourd'hui, les
6 gens qui seront là pourront poser la question, mais
7 c'est un aléa de prévisions de sept cent vingt-cinq
8 mégawatts (725 MW).

9 Alors ça, ce que ça veut dire, c'est que
10 quand le Distributeur prend sa décision la veille,
11 bien c'est comme s'il y avait sept cent vingt-cinq
12 mégawatts (725 MW) de plus de demande qu'il doit
13 considérer, ce qui fait qu'il va arriver que
14 plusieurs appels vont s'avérer, le lendemain, être
15 non requis parce que l'aléa ne se produira pas.
16 Alors toute cette notion de préavis amène une
17 certaine incertitude qui amène des actions qui
18 s'avèrent finalement non requises. Donc, les
19 rappels d'énergie évidemment n'ont pas ce
20 désavantage.

21 Les rappels d'énergie, comme on l'a
22 démontré, sont gratuits, c'est-à-dire que c'est
23 simplement un coût qu'on a reporté. On a différé de
24 l'énergie à un moment donné puis maintenant on la
25 rappelle et puis toutes les formules de prix font

1 que c'est neutre et je vous dirais que même, il
2 peut y avoir un avantage comme monsieur Paquin l'a
3 illustré dans la preuve du RNCREQ avec le jeu des
4 taux d'actualisation. Donc, les rappels, et énergie
5 différée rappelée, c'est un simplement déplacement
6 dans le temps et par exemple, l'énergie, si je peux
7 trouver ma souris, l'énergie différée en été peut
8 être rappelée l'hiver prochain.

9 Madame la Présidente, je pense tantôt vous
10 avez évoqué cette question-là et on a une citation
11 qui est dans notre rapport mais qui provient de,
12 justement, le dossier R-3726-2010, à la référence
13 qui est là. Je vous rappelle que le dossier R-3726-
14 2010 que j'ai abondamment consulté pour préparer ce
15 rapport-là, justifiait les amendements aux
16 conventions. Et j'aimerais vous lire quand même
17 cette citation-là :

18 D'autre part, puisque ses besoins sont
19 beaucoup plus importants en période
20 d'hiver, le Distributeur a intérêt à
21 reporter des surplus qui surviennent
22 en période d'été et, en contrepartie,
23 à acquérir davantage de moyens en
24 période d'hiver. Les conventions
25 amendées offrent cette possibilité au

1 cours d'une même année. Il en
2 découlera donc un meilleur appariement
3 des moyens disponibles avec le profil
4 de la charge.

5 C'est le même principe qu'on a peut-être vu dans
6 d'autres dossiers, par exemple dans le dossier sur
7 l'intégration éolienne, le R-3848, où on avait
8 intérêt à ce que la production éolienne arrive
9 plutôt en hiver qu'en été. C'est le même, même
10 principe finalement de pouvoir mettre les
11 approvisionnementnements au bon moment dans l'année.

12 Donc c'est une stratégie que le
13 Distributeur voyait très bien quand il a justifié
14 les conventions ou les amendements pour avoir
15 l'approbation de la Régie et si on regarde les
16 analyses qu'il en a faites à ce moment-là, il
17 utilisait abondamment cette stratégie-là, et
18 évidemment, nous sommes d'accord avec ça.

19 L'avantage encore là des rappels, c'est que
20 la puissance et l'énergie, je l'ai dit tantôt, sont
21 au rendez-vous tout le mois. Bon, évidemment ça, ça
22 peut causer, selon le Distributeur, ça peut causer
23 des désavantages parce que le Distributeur dit,
24 bien là faudrait pas générer plus de surplus étant
25 donné que, pendant qu'on rappelle l'énergie pour un

1 mois de janvier, comme monsieur Charest l'a
2 illustré hier, bien évidemment, l'énergie va
3 remplacer des marchés à court terme peut-être pour
4 cinq cents (500) heures dans l'hiver ou plus peut-
5 être l'hiver passé, mais le reste du temps, bien
6 l'énergie va enlever, qu'on a là, va enlever du
7 patrimonial.

8 Mais, je vous dis au contraire, la
9 réduction de l'énergie, c'est-à-dire au contraire,
10 le fait qu'on réduise de l'énergie des achats à
11 court terme, bien au net, on n'a pas généré de
12 surplus. On a réduit le patrimonial inutilisé. Et
13 dans le rapport, on démontre que même si le rappel
14 d'énergie dans un mois ne sert qu'une fois, bien il
15 y a une rentabilité qu'on peut démontrer, pas une
16 fois, une heure, on peut démontrer une rentabilité
17 pour une heure. S'il n'y a aucune heure de marché à
18 court terme qu'on a remplacée, bien l'effet est
19 neutre.

20 Et au net, on a comblé des besoins fermes
21 en hiver. Alors dans l'exemple qu'on avait hier de
22 monsieur Charest, on a comblé pendant cinq cents
23 (500) heures des besoins fermes avec le rappel
24 d'énergie au lieu de le combler avec des achats sur
25 les marchés court terme. Et je vous soumetts que ce

1 que je viens de présenter, ce n'est pas de la
2 spéculation. Si on va voir l'attendu des
3 conventions, l'attendu dit que de la spéculation,
4 c'est de procéder à des rappels d'énergie pour la
5 revendre sur les marchés de court terme en vue d'en
6 tirer profit. Alors ce que je vous soumetts ici, ce
7 n'est pas ça, c'est de procéder à des rappels
8 d'énergie pour pouvoir, c'est-à-dire, procéder à de
9 l'énergie différée qu'on rappellera plus tard pour
10 pouvoir réduire nos achats sur le marché à court
11 terme et non pas pour revendre sur des marchés dans
12 le futur.

13 (10 h 35)

14 Et je vous soumetts qu'encore là une partie
15 des rappels servira à l'alimentation des marchés
16 québécois. Tous ces éléments-là disent un peu tous
17 la même chose, là, c'est qu'on rappelle de
18 l'énergie pour pouvoir alimenter des marchés
19 québécois et réduire l'utilisation des marchés de
20 court terme.

21 Et bon, je l'ai dit un peu rapidement,
22 cette stratégie-là qu'on met... qu'on propose était
23 déjà conforme aux stratégies que le Distributeur a
24 utilisées pour justifier le gain de huit cent douze
25 millions (812 M) actualisé en deux mille dix

1 (2010). Ce gain qui s'appliquait sur toute la
2 période, donc de deux mille dix (2010) à deux mille
3 vingt-sept (2027), toujours dans le dossier R-3726-
4 2010. Évidemment, la situation ayant changé il est
5 fort possible que ce gain-là soit un peu différent
6 aujourd'hui pour un paquet de bonnes raisons de
7 changements sur la demande, notamment.

8 Et évidemment quand le Distributeur est
9 venu présenter ces gains-là, bien il a dit : j'ai
10 ces gains-là parce que je vais gérer mes
11 conventions d'énergie différée de façon optimale.
12 Comme il l'a bien montré dans les tableaux qui
13 apparaissent à ce dossier-là, que j'ai... dont j'ai
14 repris certains extraits dans la... dans notre
15 rapport d'expertise. Et c'est sûr que si... je l'ai
16 faite cette analyse-là très détaillée de ces
17 tableaux-là et on remarque qu'il y a une
18 optimisation qui s'est faite.

19 Donc si le Distributeur, quand il justifie
20 à la Régie des conventions, bien évidemment
21 optimise ces conventions pour pouvoir les
22 justifier, bien évidemment quand il arrive dans la
23 vraie vie il faut aussi qu'il applique des
24 stratégies optimales pour aller chercher le plus de
25 ces gains-là possible.

1 Ce qui a changé depuis notre rapport ce
2 sont des éléments, tous des éléments favorables.
3 Alors le Distributeur nous a confirmé que la
4 prévision de la demande était à la hausse, à la
5 pièce B-0082. On sait qu'il y a un quatorze
6 térawattheures (14 TWh) de plus dans la prévision,
7 alors toute augmentation de la demande ou réduction
8 de l'offre rend encore plus... plus rentable les...
9 les stratégies de différer et de rappeler
10 d'énergie.

11 On sait que le... les résultats du... de la
12 politique économique du gouvernement priorité
13 emploi, on sait que c'est pas aucun de ces...
14 aucune de ces prévisions-là n'est intégrée
15 présentement dans le Plan. Alors on s'attend à ce
16 que ces résultats-là soient intégrés graduellement,
17 ce qui là aussi va aller dans le bon sens. Et sur
18 le deux cents mégawatts (200 MW) de production
19 éolienne qui devrait aller à Hydro-Québec
20 Production, bien le Distributeur nous a confirmé
21 qu'il n'y avait rien de signé, qu'on était au
22 niveau des intentions présentement.

23 Ce qui fait que pour ce qui est des
24 prévisions de demande du programme priorité emploi,
25 le Distributeur nous dit : bien je vais attendre

1 que ce soit approuvé, que ce soit sûr avant de
2 l'intégrer. Donc de la même façon, pour le deux
3 cents mégawatts (200 MW) qui est encore pas signé
4 ou pas sûr, bien selon le même principe
5 possiblement qu'il ne devrait pas être intégré
6 selon ce même principe-là. Donc c'est tous des
7 éléments favorables qui ajoutent encore plus à la
8 recommandation.

9 (10 h 40)

10 Maintenant, la recommandation numéro 7 qui
11 dit qu'à chaque année, le Distributeur devrait
12 justifier ses décisions de différer ou de rappeler
13 de l'énergie de la convention amendée et de
14 justifier ça auprès de la Régie et d'utiliser avec
15 une certaine justification économique, et comme le
16 modèle qui a été utilisé dans le dossier
17 R-3726-2010. Comme j'ai dit, j'ai examiné ça puis
18 ça conviendrait parfaitement à montrer que les
19 stratégies seraient optimales.

20 Et donc, à chaque année le Distributeur
21 devrait justifier qu'il procède ou non à des
22 rappels et ensuite, une fois qu'il a procédé à
23 évaluer la capacité de rappels, bien, il
24 déterminera c'est quoi la meilleure solution pour
25 différer toute cette énergie-là.

1 Alors maintenant on va aller faire un tour
2 dans l'éolienne et on a plusieurs... Bien, c'est-à-
3 dire qu'on a une recommandation qui est générale
4 sur la contribution en puissance de la production
5 éolienne. On sait que cette évaluation-là a été
6 faite en deux mille neuf (2009) et qu'il y a
7 beaucoup d'eau qui... beaucoup de vent qui est
8 arrivé depuis.

9 Et bon, idéalement, si l'évaluation était
10 toujours intégrée dans l'évaluation de fiabilité en
11 puissance, ça se ferait automatiquement. Mais ce
12 n'est pas le cas présentement et à ce moment-là on
13 dit, bien, l'évaluation devrait être faite et
14 présentée au moins à chaque plan
15 d'approvisionnement et possiblement au cours du
16 prochain état d'avancement parce que ça fait
17 longtemps qu'on n'a pas eu une révision. Et les
18 données qui affectent cette évaluation-là, on donne
19 ici les principales.

20 Alors on sait que - j'en ai parlé tantôt -
21 depuis... depuis... dans ce nouveau plan, le
22 Distributeur a ajouté des profils annuels de
23 demandes chronologiques. C'est les fameux aléas
24 climatiques. Donc, il y en a deux cent quatre-
25 vingt-quatorze (294) alors que dans l'étude

1 éolienne il y en avait seulement que deux cent
2 cinquante-deux (252). Donc, tous les hivers
3 derniers dont - puis je vais parler tantôt du
4 dernier - ne sont pas intégrés dans l'étude de
5 contribution de l'énergie éolienne.

6 Évidemment, les données de production
7 éolienne, dont on a beaucoup parlé aussi, sont des
8 données de plus... très précieuses pour faire ça
9 parce qu'elles sont beaucoup plus valides que les
10 données simulées par HéliMAX dont on parle ici.

11 Et bon aussi, bien, les données d'HéliMAX
12 étaient basées sur des données météorologiques de
13 l'époque, donc qu'on peut utiliser maintenant et
14 tirer profit des nouvelles données météorologiques.

15 Les taux de pannes et entretien des parcs
16 éoliens qu'on observe aussi peuvent être utiles.
17 Les séries de quarante-deux (42) ans de production
18 éolienne qu'HéliMAX a simulées, bien, maintenant il
19 y a des années qui sont rajoutées. Et l'homogénéité
20 c'est très important.

21 La Régie a posé une question cette semaine
22 d'une citation du rapport d'HéliMAX qu'on avait
23 aussi dans notre rapport qui disait qu'HéliMAX,
24 quand elle a fait ses études, a mis un certain
25 nombre de réserves pour dire : « Bien, il y a des

1 années qui sont moins bonnes que les autres, là,
2 dans notre historique. » Alors on peut en profiter
3 pour travailler là-dessus et ajouter les dernières
4 années.

5 Aussi, bien, les limites régionales de
6 transit peuvent avoir changé parce qu'on sait qu'il
7 y a certains parcs éoliens qui ont déménagé. Façon
8 de parler. Donc, il y a eu des changements dans la
9 distribution géographique des parcs.

10 Et aussi les événements extrêmes peuvent
11 être utiles et toutes les caractéristiques du reste
12 du parc, les contraintes d'exploitation, programmes
13 d'entretien, et caetera, dont les taux ont changé
14 depuis.

15 Les nouveaux éléments qu'on a vus c'est,
16 premièrement, toujours l'année climatique deux
17 mille treize (2013) qui aurait un apport important
18 dans cette étude-là.

19 Le Distributeur nous a dit, dans la B-0083,
20 cette semaine que la production éolienne a
21 contribué faiblement au moment des pointes
22 hivernales, l'hiver dernier. Alors ça c'est un
23 point important. Ça veut dire que, possiblement,
24 qu'avec ce point-là qu'on rajouterait l'année deux
25 mille treize (2013), bien, il se peut que la

1 contribution baisse.

2 Alors, nous, on ne dit pas la contribution
3 il faut qu'elle monte, il faut qu'elle baisse, on
4 dit, idéalement, il faut qu'elle soit la plus juste
5 possible.

6 Et le Distributeur nous a signifié son
7 intention de faire la mise à jour pour le prochain
8 plan. Bien, disons ce n'était pas un engagement
9 ferme, mais il disait qu'il veut essayer de le
10 faire.

11 Et nous recommandons donc maintenant que la
12 Régie devrait exiger, au moins lors du prochain
13 état d'avancement, un rapport sur l'état de la
14 situation et, possiblement, un plan d'action sur la
15 méthode à privilégier pour faire une mise à jour
16 complète lors du prochain plan en deux mille seize
17 (2016), toujours de la contribution en puissance de
18 l'énergie éolienne.

19 Production éolienne, un dernier point. On
20 sait que, bon, pour intégrer la production
21 éolienne, le Transporteur doit, d'une part,
22 installer des lignes pour transporter cette
23 production-là vers le réseau principal puis
24 raffermir le réseau principal pour pouvoir
25 transporter la production.

1 Le Distributeur nous a confirmé ce que le
2 Transporteur nous avait déjà dit lors d'une
3 rencontre technique. C'est que le Distributeur
4 demande d'intégrer cent pour cent (100 %) de la
5 production éolienne.

6 (10 h 44)

7 Alors nous ne sommes pas d'accord avec ça.
8 On a fait un petit graphique, c'est-à-dire un
9 graphique qu'on extrait d'une... du dossier
10 R-3742-2010 qui nous montre pour BPA, qui est
11 Bonneville Power Authority, l'éolien du premier
12 semestre de deux mille neuf (2009) et Bonneville a
13 quand même entre deux et trois mille mégawatts
14 (2000-3000 MW) d'éolien, alors c'est quand même
15 important. Et pourquoi on a accès à ça, bien pour
16 Bonneville puis j'aurais pu le faire ce matin,
17 j'aurais eu les données d'il y a cinq minutes, là,
18 quand on va sur le site de Bonneville on a toutes
19 les données de production éolienne totale réelle,
20 en temps réel et pour tout l'historique, donc c'est
21 facile d'accéder à ça.

22 Donc ce que je veux vous montrer ici c'est
23 que... la première chose que je veux que vous
24 remarquiez, ici ce qu'on a c'est toutes les... les
25 heures du premier semestre deux mille neuf (2009)

1 chez BPA en production éolienne, en pourcentage de
2 la puissance installée.

3 Alors on voit que plusieurs heures ici où
4 il y a zéro production éolienne totale et etc.,
5 mais ce qu'on voit c'est qu'il n'y a jamais eu,
6 dans ce semestre-là, donc huit mille sept cent
7 soixante (8760) heures divisé par deux, il n'y a
8 jamais eu cent pour cent (100 %) de la production
9 éolienne qui était présente en même temps.
10 D'ailleurs, il n'y a jamais eu plus que quatre-
11 vingt-quinze pour cent (95 %). Et entre quatre-
12 vingt-douze ('92) et quatre-vingt-quinze ('95), si
13 on va voir dans le document en question ou entre
14 quatre-vingt-dix ('90) et quatre-vingt-quinze ('95)
15 il y a tellement rarement, tellement pas eu de...
16 pas beaucoup de... d'heures où la production
17 éolienne était au-delà de quatre-vingt-dix pour
18 cent (90 %).

19 Alors ce que ça nous dit c'est que le
20 réseau de transport on le construit ou on le
21 raffermi pour des choses qui, je ne dirais pas qui
22 ne produiront jamais, mais que je vais vous dire
23 qui vont se produire très rarement. Et même il se
24 peut que ce cent pour cent (100 %) qu'on obtienne
25 une fois très rarement se produise au mois de

1 juillet. O.K. C'est pas sûr que le cent pour cent
2 (100 %) va se produire le... le quinze (15) ou
3 seize (16) janvier.

4 Donc, ici si on avait fait une étude
5 probabiliste ou une étude économique, on se serait
6 rendu compte que ça ne vaut peut-être pas la peine
7 de dépenser pour équiper le réseau de transport
8 pour des... des événements très rares. Évidemment
9 si ça se produit une fois, bien on aura un coût du
10 fait qu'on n'aura pas installé le réseau de
11 transport.

12 Mais si on compare le coût d'installer un
13 réseau de transport pour entre quatre-vingt-dix (90
14 %) et cent pour cent (100 %) de la production
15 éolienne versus le coût d'une fois à l'occasion de
16 ne pas bénéficier de toute la production éolienne,
17 bon, j'ai une bonne idée que le coût du réseau de
18 transport est plus élevé. Mais de toute façon, il
19 faudrait que l'étude soit faite.

20 Et on sait que dans les contrats d'éolien,
21 ou en tout cas dans certains d'entre eux, le
22 Distributeur nous a dit qu'il peut appeler le
23 producteur éolien puis lui dire : bien je vais
24 réduire ta production pour des problèmes comme
25 celui-là.

1 Donc nous ce qu'on dit c'est qu'il y a
2 vraiment une analyse économique à faire pour... et
3 moi je suis convaincu que de construire un cent
4 pour cent (100 %), de raffermir le réseau pour
5 transporter cent pour cent (100 %) de la production
6 éolienne c'est... ce n'est pas optimal.

7 L'appel au public. Donc ce que nous
8 recommandons c'est que le Distributeur ajoute dans
9 son bilan de puissance, à partir du prochain hiver,
10 un moyen de gestion de trois cents mégawatts (300
11 MW) pour l'appel au public et que pour le prochain
12 état d'avancement, bien il nous fournisse une étude
13 pour voir s'il n'y a pas une possibilité
14 d'augmenter cette puissance-là au-delà de trois
15 cents mégawatts (300 MW). Bon.

16 Le Distributeur a dit : bon, on ne peut pas
17 faire ça parce que c'est pas garanti ou... Mais je
18 vous réfère à - et notre rapport donne les
19 référence - le NPCC encourage cette pratique. O.K.
20 Et la zone de l'Ontario compte dans son bilan de
21 puissance une réduction de la demande de pointe de
22 un pour cent (1 %). Un pour cent (1 %) au Québec,
23 bien on est encore entre trois et quatre cents...
24 trois cents (300 MW) et quatre cents mégawatts (400
25 MW).

1 Oui, on est d'accord que c'est en dernier
2 recours. Ça c'est clair. Oui, on est d'accord qu'il
3 y a une limite sur le nombre d'utilisations par
4 hiver. Mais ce nombre-là est plus que ce qui a
5 toujours été fait, donc ici on a eu trois journées
6 qui ont été touchées l'hiver dernier et le
7 Distributeur nous a confirmé qu'il n'y avait pas eu
8 de perte d'efficacité entre elles.

9 Aussi on peut se poser... bien le
10 Distributeur dit : bien ça, ça ne peut pas être un
11 moyen de gestion. Alors nous qu'on l'appelle un
12 moyen de gestion ou pas, l'important c'est de
13 l'intégrer son effet avec la juste valeur de ses
14 incertitudes. C'est sûr que je ne pourrai pas dire
15 ici que trois cents mégawatts (300 MW) d'appel au
16 public a la même certitude que d'autres moyens.
17 Mais chaque moyen a sa certitude propre.

18 Et là je vais dire quelque chose peut-être
19 que certaines personnes vont être choquées, là,
20 mais pas méchamment, mais moi je l'ai peut-être
21 déjà dit ici, il n'y a aucun des moyens qui est
22 garanti. Parce que chaque moyen a une probabilité
23 de réalisation ou non. Évidemment il y a des moyens
24 qui sont plus garantis que d'autres. Si Hydro-
25 Québec Production garantit huit cents mégawatts

1 (800 MW) à partir d'un parc de quarante mille
2 mégawatts (40 000 MW), c'est peut-être plus garanti
3 que Churchill Falls qui garantit quatre mille neuf
4 cent mégawatts (4900 MW) à partir d'une centrale de
5 cinq mille quatre cent vingt-huit (5428 MW). Alors
6 chaque moyen a ses probabilités et ses vertus.

7 Nous ce qu'on dit c'est : bien tenons-en
8 compte et il y a un effet c'est sûr. S'il n'y avait
9 pas d'effet, bien on se pose la question : pourquoi
10 le Distributeur ferait-il des efforts s'il n'y
11 avait pas de valeur? On est d'accord que le
12 Distributeur fasse des efforts, mais on sait qu'il
13 y a de la valeur. Parce qu'on sait que quand le
14 Distributeur décide de faire appel avec les moyens
15 qu'il a aujourd'hui et qu'il avait aussi à
16 l'époque, bien on sait que le prévisionniste de la
17 demande est capable d'avoir une bonne idée de
18 comment la prévision va être affectée.

19 En passant, le prévisionniste de la demande
20 quand il fait sa prévision, il y a un million de
21 choses dont il n'est pas garanti, là. Il n'est pas
22 garanti que chez nous je vais ouvrir ma télévision,
23 il n'est pas garanti que etc. Donc c'est un autre
24 élément qui fait partie de la prévision et pour
25 lequel le prévisionniste n'a pas de garantie.

1 (10 h 50)

2 Bon, on n'a pas eu d'explication du Distributeur
3 pourquoi l'efficacité était baissée depuis deux
4 mille quatre (2004) et encore là, à écouter les
5 audiences cette semaine, il m'est venu à l'idée
6 qu'avec les compteurs intelligents, bien
7 probablement qu'il sera plus facile d'analyser les
8 comportements des consommateurs étant donné qu'on a
9 plus qu'une lecture par jour. L'information pourra
10 être utile pour évaluer l'efficacité.

11 En gestion de la demande, aussi au niveau
12 du projet LAD, plusieurs intervenants en ont parlé,
13 je vais y aller rapidement. Nous pensons qu'on peut
14 utiliser l'intelligence des compteurs intelligents,
15 de gérer à distance les chauffe-eau, c'était aussi
16 une bonne piste, mais, ce qu'il faut faire
17 attention, puis je vais vous l'illustrer un peu
18 plus tantôt, l'appariement va être fait avec la
19 courbe de demande.

20 C'est sûr que si on trouve plein de moyens
21 qui sont utiles à l'heure de pointe, bien ça va
22 être utilise pour l'heure de pointe mais pour les
23 deuxième, troisième, dixième (10e), vingtième
24 (20e), quarantième (40e) heures, bien si ces
25 moyens-là ne sont pas là, il y a un problème là. Il

1 faut qu'il y ait quand même un appariement entre
2 tous les moyens et la forme de la courbe de la
3 demande.

4 Les marchés, contribution des marchés, une
5 de nos recommandations, c'est d'aller plus loin
6 pour le Nouveau-Brunswick, donc de produire lors du
7 prochain plan une étude qui évaluerait les
8 investissements qui pourraient être requis pour
9 assurer que les besoins en pointe puissent être
10 satisfaits par des réceptions aux interconnexions
11 avec le Nouveau-Brunswick.

12 Le Distributeur nous dit, des
13 investissements pourraient être requis si on veut
14 importer du Nouveau-Brunswick pendant que l'éolien
15 est au maximum en Gaspésie. Donc, l'affirmation
16 n'est pas une certitude. Alors nous ce qu'on dit,
17 c'est qu'il serait intéressant que le Distributeur,
18 et évidemment le Transporteur serait impliqué,
19 procède à ces études-là.

20 Par contre, quand on regarde le bilan
21 puissance, bien le cas où l'éolien est au maximum
22 en Gaspésie, il n'apparaît pas au bilan de
23 puissance. Au bilan de puissance, ce qui apparaît
24 c'est trente (30 %) ou trente-cinq pour cent (35 %)
25 de ces quantités-là. O.K.? On connaît la

1 problématique. Donc, ce n'est pas vrai que dans le
2 bilan de puissance, le Distributeur compte sur cent
3 pour cent (100 %) de la production éolienne en
4 Gaspésie et ce n'est pas vrai non plus qu'il compte
5 sur les réceptions en provenance du Nouveau-
6 Brunswick. Alors si on tient compte de ni l'un ni
7 l'autre, bien là, évidemment, c'est une approche
8 conservatrice.

9 Ensuite, bon, on va parler de l'Ontario. De
10 produire une étude qui pourrait évaluer les
11 possibilités d'achat de court terme en provenance
12 de l'Ontario et ici, j'ai une petite citation qui
13 provient du plan stratégique d'Hydro-Québec et qui
14 apparaît aussi dans notre rapport, là, et qui, bon,
15 je vais la lire :

16 Grâce à sa capacité d'importation,
17 il y a une virgule de trop, je m'excuse,
18 l'interconnexion permettra également
19 d'augmenter la fiabilité du réseau
20 électrique québécois.

21 Donc ça, quand Hydro-Québec a justifié la
22 construction de la ligne d'interconnexion de douze
23 cent cinquante mégawatts (1 250 MW), elle a dit,
24 bien, ça va nous aider en fiabilité. Évidemment, ça
25 va nous aider en fiabilité en énergie mais ça va

1 nous aider aussi en fiabilité en puissance.

2 Et j'ai fait un petit exercice pour voir le
3 marché de l'Ontario. Ça c'est un graphique que le
4 professeur Pinault aimerait probablement voir et
5 qui correspond un peu à ce que lui préconise.

6 Alors ce qu'on voit ici, c'est toutes les
7 importations ou exportations sur la ligne entre
8 Hydro-Québec et, Hydro Ontario et le Québec, entre
9 le premier (1er) décembre deux mille treize (2013)
10 et le trente et un (31) mars deux mille quatorze
11 (2014). O.K.? Donc on a quatre mois d'hiver là-
12 dedans, ce qui s'est passé sur l'interconnexion
13 entre le Québec et l'Ontario.

14 Première constatation, et les chiffres
15 qu'il y a derrière le disent, là, il y a toujours
16 de l'activité sur cette ligne-là, O.K.? Ce qui est
17 en bas de la ligne rouge, donc ce qui est négatif,
18 c'est d'Hydro-Québec vers l'Ontario. Ce qui est en
19 haut de la ligne rouge, c'est positif, c'est entre
20 l'Ontario et le Québec.

21 Donc ce qui est en haut de la ligne rouge,
22 c'est toutes les importations, c'est les
23 importations que le Québec a faites de l'Ontario.
24 Quand je dis le Québec, il faut faire attention. Ça
25 peut être Hydro-Québec Production comme ça peut

1 être Hydro-Québec Distribution. Mais pour nous, peu
2 importe. Si Hydro-Québec Production est en mesure
3 d'importer de l'Ontario, c'est de l'énergie qui
4 s'en vient au Québec et qui peut servir au bilan
5 québécois.

6 Ça, ça nous donne la vue d'ensemble. Bon,
7 première constatation, il y a toujours de l'action
8 sur cette ligne-là et on voit que ça va quand même
9 souvent jusqu'à la capacité ici de mille deux cent
10 cinquante (1 250) O.K.?

11 Maintenant, je me suis plus intéressé au
12 mois de janvier pour voir un peu plus clair. Alors
13 ici ce qui est important, c'est qu'on a la même
14 courbe ici en bleu-gris, là, qui est le mois de
15 janvier mais on a rajouté ici en rouge la
16 température à Dorval, O.K.? Alors ici c'est assez
17 remarquable ce qu'on y retrouve c'est que, si vous
18 remarquez, et on se souvient que les premiers jours
19 de janvier ont été difficiles, donc ici en rouge,
20 on a température à Dorval. En, je vais dire bleu,
21 là, parce que je suis daltonien alors je ne suis
22 pas sûr c'est quoi, mais on va convenir que c'est
23 bleu, vous voyez qu'ici, pendant toute cette
24 période-là, importation importante en provenance de
25 l'Ontario. Ensuite, la température, heureusement,

1 s'est adoucie. Ah! on est en mode exportation. La
2 température s'est refroidie, mode importation, ici,
3 et cetera. Ici, ça a été doux. Alors quand ça a été
4 doux pour une période, on était en mode plutôt
5 exportation et la période aussi de la pointe, entre
6 le vingt et un (21) et le vingt-cinq (25) janvier,
7 température basse, beaucoup d'importation de
8 l'Ontario. Ici, un petit redoux, ça exporte, et on
9 recommence. Alors vous voyez qu'il y a presque une
10 corrélation parfaite entre la température à Dorval
11 qui est un bon indicateur de ce qui va se passer à
12 Montréal et des importations en provenance de
13 l'Ontario.

14 Ici, on est allés un peu plus loin sur la
15 journée du premier (1er), c'est-à-dire du premier
16 (1er) janvier au quatre (4) janvier, et vous voyez,
17 encore là, bon, le premier (1er) janvier est un peu
18 moins d'importation, une petite exportation ici,
19 toujours le zéro est là, et soutenu, on a eu des
20 importations en provenance de l'Ontario, on sait
21 que ces périodes-là, deux (2), trois (3) janvier
22 ont été difficiles à passer. Même chose entre le
23 vingt et un (21) et le vingt-cinq (25) janvier,
24 vous voyez que presque toujours en mode
25 importation, ici vous voyez les limites de jour

1 alors ici, par exemple, on dit « Bien, on
2 n'importait pas beaucoup mais c'est le vingt-trois
3 (23) pendant la nuit alors c'est pas vraiment
4 nécessaire. ».

5 Ça fait qu'on voit qu'à toutes les pointes,
6 ou en pratique presque toutes les pointes, j'ai pas
7 regardé en détail, mais l'Ontario nous permettait,
8 au Québec, de nous aider à passer les heures de
9 forte demande.

10 C'est sûr qu'on nous dit, et Brookfield l'a
11 confirmé ce matin, il y a pas de marché de
12 puissance. Ça, il y a pas de marché de puissance,
13 ça veut dire que je ne peux pas appeler l'Ontario
14 au mois de novembre comme je le fais pour New York
15 ou pour d'autres et dire « Je peux-tu réserver de
16 la puissance pour l'hiver. ». On ne peut pas le
17 faire. J'ai été content d'apprendre, monsieur
18 Cormier a dit ce matin qu'il y avait peut-être
19 quelque chose qui s'en venait, c'est une bonne
20 nouvelle mais ce n'est pas totalement préoccupant
21 si le Distributeur peut avoir de l'énergie quand il
22 en a besoin. C'est un peu ce que j'ai montré
23 tantôt, l'énergie quand on en a besoin, on en a.
24 Peut-être que si quelqu'un analysait les courbes
25 que j'ai montrées il dirait « Bien, on en a peut-

1 être juste quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) du
2 temps. » ou il y a une certaine, encore là,
3 incertitude. Mais cette incertitude-là se modélise,
4 se calcule, se prend en compte donc on dit ce n'est
5 pas zéro, il y a une très grande valeur à être
6 interconnecté au marché de l'Ontario comme Hydro-
7 Québec l'a indiqué quand il a justifié la
8 construction de cette ligne-là. Donc il y a une
9 très grande valeur à cette disponibilité-là et,
10 pour le consommateur que je suis et que nous
11 sommes, bien, avoir de l'énergie qu'elle ait ou non
12 été réservée à l'avance, bon, on a vu que quand on
13 a des grands froids, pour nous c'est la même chose,
14 ça nous permet de nous alimenter avec un coût
15 intéressant.

16 On s'en va maintenant, bon, nous avons
17 recommandé de, en attendant qu'il y ait des études
18 plus détaillées, nous on dit déjà « On pourrait
19 indiquer deux mille (2000) dans la contribution des
20 marchés à court terme que le Distributeur considère
21 dans son bilan de puissance. ».

22 Bon, je vais moi aussi, comme l'a fait
23 monsieur Cormier, revenir sur la pièce B-0083 où le
24 Distributeur nous dit « Bien, vous voyez, en
25 Nouvelle-Angleterre ils ont retiré des équipements,

1 ils en ont rajouté un petit peu puis au net c'est
2 négatif. New York l'a fait, Ontario l'a fait. ».
3 Moi, ce que je vous dis c'est que ce qui est
4 important ce n'est pas de regarder ce qui a été
5 retiré et ajouté mais c'est le bilan offre-demande.
6 C'est comme si le Distributeur venait ici puis il
7 disait « Bien, là, on a enlevé des centrales, on a
8 ajouté des ressources puis on en a enlevé puis ça,
9 ça nous montre que notre bilan est meilleur ou est
10 moins bon. ». Bien, ce n'est pas ça qui montre que
11 le bilan est moins bon ou meilleur, c'est tout un
12 bilan au complet : la demande, l'offre et dans le
13 bilan on verrait qu'il y a des éléments qui ont été
14 retirés, des éléments qui ont été ajoutés mais ce
15 qui est important c'est la ligne d'en bas - c'est
16 quoi le déficit ou le surplus - et je vous
17 rappelle, ce qui apparaît dans notre rapport, c'est
18 que, et monsieur Cormier l'a mentionné aussi, ce
19 qu'il faut voir c'est que surtout la Nouvelle-
20 Angleterre et New York s'équipent pour passer la
21 pointe d'été et Hydro-Québec s'équipe pour passer
22 la pointe d'hiver. Mais Hydro-Québec en été, des
23 marges, même après avoir fait l'entretien, il y en
24 a énormément alors c'est le même principe qui
25 s'applique au sud de la frontière. Les Américains

1 qui se sont équipés pour passer l'été ont beaucoup
2 de puissance, d'énergie pour l'hiver, de puissance.

3 Donc, au Nouveau-Brunswick on a encore des
4 marges sur l'horizon du plan, entre cinq et quinze
5 pour cent (15 %), en Nouvelle-Angleterre et à New
6 York c'est quarante pour cent (40 %), c'est énorme
7 et quinze (15), vingt pour cent (20 %) en Ontario.
8 Bon,

9 Hydro-Québec pense ou nous dit que le
10 quinze cents mégawatts (1500 MW) est agressif
11 pourtant le NPCC, quand il fait ses études, il
12 estime qu'un partage de réserve potentielle de la
13 zone du Québec pourrait être entre deux mille neuf
14 cents (2900) et trois mille sept cents mégawatts
15 (3700 MW) pour deux mille quinze (2015) et la
16 référence apparaît dans notre rapport.

17 Et je vous signale que si on va voir le
18 rapport, Hydro-Québec Distribution participe à cet
19 exercice-là donc devrait être d'accord avec cette
20 conclusion-là.

21 Si on regarde rapidement le quinze cents
22 (1500), est-ce qu'il est agressif? Bien déjà, ce
23 qu'Hydro-Québec nous dit « Bien, on a onze cents
24 (1100) de New York. », Brookfield nous dit « Bien,
25 La Lièvre deux cent cinquante mégawatts (250 MW) en

1 pointe, il n'y a pas de problème. ». Bon, si le
2 Distributeur n'a pas compté sur les rappels
3 d'Hydro-Québec Production, bien ils sont toujours
4 là donc il y a un quatre cents mégawatts (400 MW),
5 si on ne compte pas de rappels, qui est là et
6 souvenons-nous qu'Hydro-Québec Production, dans la
7 cause R-3775 sur l'entente globale de modulation,
8 bon, on dit « Nous on peut fournir quarante-cinq
9 pour cent (45 %) de puissance, appelons-la
10 complémentaire ou additionnelle, quarante-cinq pour
11 cent (45 %). ». Présentement, ils en fournissent
12 trente-cinq pour cent (35 %) donc le dix pour cent
13 (10 %) additionnel de l'éolien c'est un autre trois
14 cents mégawatts (300 MW), sachant que l'éolien va
15 jouer autour de trois mille mégawatts (3000 MW) en
16 deux mille quinze (2015).

17 Donc tout ça, quand j'additionne ça, ça me
18 donne déjà deux mille cinquante mégawatts (2050 MW)
19 sans même compter sur l'Ontario, on a vu tantôt qui
20 était intéressant, la Nouvelle-Angleterre qui va
21 devenir de plus en plus intéressante avec les
22 nouvelles lignes et le Nouveau-Brunswick. Donc,
23 pour nous, on ne considère pas que c'est agressif.

24 Rapidement sur l'électricité patrimoniale
25 et sa réserve. Donc le Distributeur nous dit « Bien

1 l'étude de quatre-vingt-dix-sept (97) ne porte pas
2 sur ce calcul-là. » mais nous ce qu'on dit c'est
3 que ça ce n'est pas grave, ça ne porte pas sur ce
4 calcul-là, c'est une étude de fiabilité et on pense
5 que le Distributeur devrait présenter le trois
6 mille cent (3 100) mégawatts selon le même détail
7 que ce type d'analyse-là qui a été faite en quatre-
8 vingt-dix-sept (97).

9 (11 h 02)

10 O.K. Nous, bien, on a démontré dans notre
11 rapport que, avec le tableau qu'on a démontré,
12 qu'on pense que le Distributeur ne devrait pas
13 avoir besoin d'appel d'offres au cours des trois
14 prochaines années, et si on ajoute, dans ce
15 tableau-là, la demande augmentée qui nous a été
16 déposée cette semaine, ça ne change pas la
17 conclusion. Et en plus, on sait qu'il y a des
18 possibilités de discussion avec TCE pour de la
19 puissance d'hiver.

20 Centrale de Churchill Falls, j'en ai parlé
21 un peu tantôt. Le Distributeur nous dit qu'il
22 considère la centrale comme un approvisionnement
23 garanti de quatre mille sept cent soixante-cinq
24 (4 765) mégawatts, et doit être... ne peut pas être
25 considérée comme... Nous, ce qu'on dit, c'est que

1 ça ne peut pas être considéré comme un
2 approvisionnement garanti, et on dit que ça ne peut
3 pas être considéré comme un contrat d'achat ferme.

4 La centrale de Churchill Falls, comme je
5 l'ai dit tantôt, a une puissance installée de cinq
6 mille quatre cent vingt-huit (5 428) mégawatts.
7 Pour les besoins de la discussion, on va dire cinq
8 mille cinq cents (5 500) mégawatts. Et elle a onze
9 (11) groupes turbine-alternateur. Donc, cinq mille
10 cinq cents (5 500) divisé par onze (11), ça donne
11 cinq cents (500)... cinq cent cinq... cinq cents
12 (500). Ça fait cinq cents (500). Alors, s'il manque
13 un groupe de cinq mille cinq cents (5 500) à cinq
14 cents (500), ça fait cinq mille (5 000) mégawatts.
15 Un groupe turbine-alternateur. Et de cette
16 quantité-là, il y a trois cents (300) mégawatts qui
17 va à la charge locale ou un rappel dont Churchill
18 Falls peut disposer, ce qui fait que s'il manque un
19 groupe à la centrale de Churchill Falls, la
20 puissance possible est de quatre mille sept cents
21 (4 700) mégawatts environ. Et, évidemment, s'il
22 manque deux groupes c'est quatre mille deux cents
23 (4 200), et caetera, et caetera.

24 Alors une vraie étude de fiabilité, ce
25 qu'elle fait, c'est qu'elle regarde toutes ces

1 possibilités-là de perdre un groupe, deux groupes,
2 trois groupes, et de surcroît, aussi, de perdre des
3 transformateurs. Parce qu'à Churchill Falls, la
4 façon que les transformateurs, la configuration des
5 transformateurs, que parfois, un transformateur qui
6 sera indisponible - et ça s'est vu pendant tout un
7 hiver il n'y a pas tellement longtemps - bien, ça
8 peut être deux groupes qui sont indisponibles.

9 Alors tout ce que je viens de vous dire,
10 dans une étude de fiabilité, ça se modélise et ça
11 se calcule, et c'est ce qu'Hydro-Québec
12 Distribution et Production fait pour toutes ses
13 autres centrales. Alors, il n'y a aucune raison
14 qu'elle ne le fasse pas, selon nous, pour la
15 centrale de Churchill Falls, comme la Régie,
16 d'ailleurs, a retenu cette recommandation-là il y a
17 trois ans.

18 Je garde pour le dessert l'électricité
19 interruptible, qui a... dont on a parlé beaucoup
20 plus cette année, et qui fera l'objet d'un autre
21 dossier très bientôt, qui a déjà fait... qui a déjà
22 commencé.

23 Alors nous, ce qu'on dit, bon. Vous vous
24 souvenez, tantôt, on a dit, on a fait l'étude à
25 contribution en puissance de la production

1 éolienne. Maintenant, il faut mettre à jour les
2 données. Bien la même chose, ici, même principe.

3 On a fait une étude, en deux mille huit
4 (2008), sur le taux de réserve de l'électricité
5 interruptible, et il est temps de mettre à jour
6 cette étude-là. Ou, encore là, si elle était
7 totalement intégrée dans l'étude de fiabilité
8 annuelle, bien, ça ne serait pas un problème.
9 D'ailleurs, dans le document que je vous ai déposé
10 tantôt, cet exercice-là se fait intégralement avec
11 l'étude de fiabilité, donc on n'a pas à le refaire
12 à chaque fois. C'est automatique, c'est fait en
13 même temps. Ce que le Distributeur ne fait pas.

14 Donc on sait, je l'ai dit tantôt, les
15 profils annuels ont changé, toutes les
16 caractéristiques du parc ont changé, et aussi, et
17 surtout, depuis qu'on a publié notre rapport, les
18 modalités, les délais d'appel de certains
19 programmes d'électricité interruptible ont changé.
20 On parle ici de l'option 2 qui apparaît dans le
21 dossier R-3891-2014. Donc, il y a des nouvelles
22 modalités. Au lieu de deux fois par jour, que ce
23 soit une fois par jour. Il y a des changements sur
24 les délais d'appel. La fin de semaine il va falloir
25 avoir des délais plus longs, et caetera.

1 Alors ça, c'est sûr que même s'il n'y avait
2 aucun changement dans toutes les autres données que
3 j'ai mentionnées, l'étude devrait être refaite, ne
4 serait-ce que pour ce dernier point-là.

5 Aussi, bien, depuis, on sait que l'année
6 climatique, dont on a parlé, elle aura un intérêt
7 aussi. Les modalités, j'en ai parlé. Bon. Le trente
8 (30) ou soixante (60), alors ce n'est pas clair,
9 là, même de ce que le Distributeur a dit cette
10 semaine. Et je vous sou mets que quand un moyen est
11 disponible deux fois par jour, versus un moyen qui
12 est disponible une fois par jour, bien, il ne
13 s'agit pas de multiplier ou diviser par deux, là.
14 C'est un peu plus compliqué que ça, l'étude de
15 fiabilité doit être refaite.

16 Donc, quand le Distributeur nous dit « On
17 va simplement multiplier ou diviser par deux », je
18 sou mets qu'il ne considère pas, ici, la science
19 qu'il y a derrière ça.

20 Et oui, je vous confirme que les délais
21 d'appel sont modélisables, contrairement à ce que
22 le Distributeur nous a dit quelques fois cette
23 semaine, et ça apparaît toujours dans l'article que
24 j'ai déposé ce matin, et qui se fait assez
25 facilement.

1 Bon. Maintenant, le fait qu'on rajoute un
2 Alouette d'interruptible - et on sait tous
3 qu'Alouette a des modalités d'utilisation qui sont
4 moins, et beaucoup moins flexibles que le programme
5 d'électricité interruptible actuel - ça affecte
6 même le taux de réserve de l'électricité
7 interruptible des grands industriels, et je vais
8 vous montrer pourquoi. Et maintenant, dans mon
9 analyse, je ne compterai même pas que, à quelque
10 part, il y a un interruptible d'Hydro-Québec
11 Production pour environ cinq cents (500) mégawatts
12 qui doit aussi apparaître dans l'ordonnancement des
13 moyens.

14 Alors je vais terminer là-dessus. Ce que
15 j'ai ici, c'est tout simplement, si vous prenez le
16 document B-08 à la page 31, et le graphique 4A-5,
17 bien c'est le même... c'est la même courbe, sauf
18 que j'ai coupé un petit peu, j'ai coupé la base de
19 la courbe pour aller chercher plus la pointe de la
20 montagne.

21 (11 h 08)

22 Alors, ici, c'est le même graphique entre
23 cinq cents (500 MW) et deux mille neuf cent dix
24 mégawatts (2910 MW). Pourquoi je sais que c'est
25 deux mille neuf cent dix (2910 MW) ici à la pointe?

1 Ce n'est pas parce que j'ai des bons yeux, c'est
2 parce que dans le fichier Excel, qui a aussi été
3 fourni là-dessus, bien, on va voir - puis ça je
4 vous dis c'est deux mille vingt-trois (2023), là,
5 je ne l'ai peut-être pas mentionné - mais quand on
6 va voir dans le fichier qui a été donné, Excel,
7 bien, on va voir deux mille vingt-trois (2023). Et
8 l'heure de plus fortes, l'heure où on a de plus
9 forts besoins d'approvisionnements additionnels,
10 bien, c'est deux mille neuf cent dix mégawatts
11 (2910 MW).

12 Alors ce que je veux vous montrer
13 maintenant ça c'est comme une surface que je dois
14 remplir avec des morceaux de casse-tête. O.K. Alors
15 première chose c'est que je suppose qu'il n'y aura
16 pas Alouette. O.K. Je fais une situation
17 hypothétique pour deux mille vingt-trois (2023).

18 Et, par contre, il y a une chose qu'il ne
19 faut pas oublier, c'est que le moyen de dernier
20 recours, puis ça le Distributeur nous l'a dit à
21 quelques reprises, c'est l'abaissement de tension.
22 On sait très bien que le Distributeur va utiliser
23 l'électricité interruptible, même Alouette, avant
24 d'abaisser la tension sur le réseau. Et
25 l'abaissement de tension, si vous vous souvenez

1 dans le bilan de puissance, c'est deux cent
2 cinquante mégawatts (250 MW).

3 Alors, ici, vous voyez, si vous regardez
4 comme il faut, là, il y a un petit... il y a un
5 petit triangle rouge, là. O.K. Alors ça c'est... la
6 hauteur de ça c'est deux cent cinquante mégawatts
7 (250 MW) puis la largeur ce n'est pas beaucoup, là.
8 En bas, je vous rappelle que c'est des heures,
9 entre un et quatre cent quatre-vingt-dix-sept (497)
10 heures.

11 Alors, ici, l'abaissement de tension, si on
12 simule ce cas déterministe là, bien, il
13 apparaîtrait juste quelques heures et pour une
14 hauteur de deux cent cinquante mégawatts (250 MW).

15 Et, ici, la prochaine couleur c'est
16 l'interruptible de huit cent cinquante mégawatts
17 (850 MW) des Grands industriels. Donc, si vous
18 mesurez ici la hauteur, c'est huit cent cinquante
19 mégawatts (850 MW) et, si on mesure la largeur,
20 bien, on est chanceux parce que ça arrive à peu
21 près à cent (100) heures. Alors souvenez-vous que
22 la plupart des options d'électricité interruptible
23 des Grands industriels sont limitées à cent (100)
24 heures.

25 Petite nuance ici. Ici, ce qu'on a, si on

1 fait des groupes de puissance classés, là, c'est
2 qu'on prend l'heure de plus forte demande qui est
3 peut-être le seize (16) janvier, on en prend une
4 autre qui est... on prend toutes ces heures-là et
5 on les met toutes en ordre de grandeur, mais elles
6 ne sont peut-être pas nécessairement toutes, elles
7 n'arrivent pas toutes dans des blocs de quatre
8 heures matin et soir.

9 Alors c'est sûr que dans mes cent (100)
10 heures que j'ai là, ce n'est pas sûr que
11 l'interruptible pourrait toutes les couvrir parce
12 que l'interruptible vient en bloc. O.K. On a des...
13 Mais disons pour le moment que, pour le bénéfice de
14 la discussion, que c'est le cas. D'ailleurs, il y a
15 d'autres petites nuances que quelqu'un pourrait me
16 dire je n'ai pas pris tout en compte. Mais, ici,
17 c'est juste pour illustrer la chose.

18 Et ce qu'il y a en vert, bien, c'est tout
19 le reste, donc ça peut être des achats court terme
20 et c'est quand même une grosse surface. Et ce qu'on
21 a vécu l'hiver dernier nous confirme que ce genre
22 de chose là peut arriver.

23 Maintenant on ajoute Alouette. Alouette
24 c'est en jaune, on a quatre cent cinquante (450).
25 En deux mille vingt-trois (2023), on a quatre cent

1 cinquante mégawatts (450 MW). Donc, on a mis ici,
2 on a une hauteur de quatre cent cinquante mégawatts
3 (450 MW).

4 Alors, évidemment, ce que ça fait c'est que
5 ça pousse un peu l'autre interruptible de huit cent
6 cinquante (850 MW). Parce que souvenons-nous que le
7 quatre cent cinquante (450 MW) d'Alouette est plus
8 contraignant que le huit cent cinquante (850 MW).

9 Alors là, qu'est-ce qui se passe c'est que
10 notre huit cent cinquante (850 MW) de Grands
11 industriels, malheureusement, il ne suffit pas à la
12 tâche. Parce qu'ici on a mis une ligne à cent (100)
13 heures. O.K. Alors ce qui fait que, pour combler
14 cette partie-là de la courbe ou du bilan en
15 puissance ou « whatever », on a besoin de quelqu'un
16 d'autre. On a besoin d'aide. L'interruptible a
17 besoin de quelqu'un pour l'aider et, dans ce cas-
18 ci, bien, ça peut être des achats à court terme.

19 Donc, quand on fait une étude avec les
20 modèles de fiabilité comme FEPMC, ce que le
21 Distributeur fait pour l'interruptible, bien, il va
22 se rendre compte qu'ici, là, le taux de réserve qui
23 est peut-être de quinze pour cent (15 %) dans mon
24 cas précédent, mais là il vient de baisser parce
25 que le service rendu est inférieur.

1 Alors c'est simplement ce que voulais vous
2 illustrer. Et tantôt quand je vous ai dit, bien,
3 ici dans la pointe, là, si on met juste des besoins
4 qui vont être... qui vont être coupés à la pointe,
5 comme les chauffe-eau, tout ça, bien, il faut
6 vraiment regarder la forme. Tantôt quand je disais
7 c'est un casse-tête, là, il faut vraiment que les
8 morceaux qu'on a ou les morceaux ou les moyens
9 qu'on va promouvoir, bien, réussissent à remplir ce
10 petit casse-tête là.

11 Pour terminer, le Distributeur nous dit,
12 bien, pour faire les calculs à chaque année de
13 combien on va acheter sur les marchés de court
14 terme, combien on va utiliser d'électricité
15 interruptible en énergie, donc combien d'heures, et
16 caetera, et ça, ça affecte, évidemment, les budgets
17 d'approvisionnement, bien, il nous dit : « On a une
18 approche déterministe. Donc, on prend un seul
19 cas. » Un seul cas. Puis, évidemment, on sait très
20 bien que ce cas-là ne se produira pas.

21 Et il nous dit aussi, suite à une demande
22 que nous avons faite, et même je pense la Régie
23 aussi, bien, on ne distingue pas c'est-tu de
24 l'interruptible ou c'est des achats ou des marchés.
25 Alors les courbes qu'on a vues tantôt c'est que, si

1 on ne le distingue pas, bien, on ne verra pas les
2 contraintes que nous apporte l'électricité
3 interruptible. Et on sait déjà que le préavis n'a
4 pas été pris en compte. Et, avec un seul cas
5 déterministe, bien, on ne voit pas les extrêmes qui
6 entraînent justement des moyens de gestion plus
7 importants. Il en découle une sous-estimation des
8 quantités d'énergie que l'interruptible, les achats
9 de court terme nous apportent. Et je réfère à un
10 tableau qui a déjà été déposé dans la cause 3854
11 là-dessus.

12 Et je vous dirais que le constat de toutes
13 ces lacunes-là date de mil neuf cent... j'ai dit
14 mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), mais
15 l'article a été écrit en mil neuf cent quatre-
16 vingt-onze (1991). Mais on a sûrement fait les
17 constats avant d'écrire l'article. C'est la pièce
18 AHQ/ARQ-022.

19 (11 h 14)

20 On a déjà constaté à l'époque que le
21 document que je vous ai déposé, si vous le lisez, a
22 constaté toutes ces lacunes-là et a des solutions à
23 toutes ces lacunes-là. Et le résultat de cet
24 article-là est un modèle qui a été développé et qui
25 a servi d'inspiration pour le développement de

1 FEPMC. Alors je soumets que FEPMC pourrait être
2 utilisé pour régler toutes ces lacunes-là pour
3 faire la planification du Distributeur. Et je
4 conclus là-dessus, je vous remercie du temps que
5 vous nous avez accordé.

6 Me STEVE CADRIN :

7 Pour les fins de l'enregistrement, oui, ça
8 complète.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Donc, est-ce qu'il y a des intervenants qui
11 désirent contre-interroger le membre du panel de
12 l'AHQ/ARQ? Maître Neuman.

13 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Q. **[53]** Bonjour Mesdames les Présidentes, Monsieur le
15 Régisseur. Bonjour, Monsieur Raymond.

16 R. Bonjour.

17 Q. **[54]** Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques
18 et l'AQLPA. Monsieur Raymond, j'aurais simplement
19 une petite question sur le dernier schéma de la
20 partie de la courbe des puissances classées que
21 vous avez montrée il y a quelques instants.

22 R. Lequel?

23 Q. **[55]** Oui, le suivant.

24 R. Le suivant. D'accord.

25 Q. **[56]** Si on intégrait l'appel au public dans les

1 moyens, comment ça se refléterait sur... sur ce
2 schéma, si vous pouviez élaborer un peu?

3 R. C'est ça. C'est ce que j'ai ouvert comme porte
4 tantôt quand je vous ai dit que s'il y a trop de
5 moyens ici. Alors évidemment s'il y a un appel au
6 public, on peut penser qu'il apparaîtrait entre mon
7 petit triangle rouge et mon petit triangle jaune ou
8 peut-être entre les deux dépendant du moment où se
9 produit la forte pointe qui nous demande d'appeler
10 le public, dépendant où on est rendus dans cet
11 hiver-là sur l'utilisation de nos interruptibles,
12 sachant que les interruptibles ont un nombre de...
13 d'appels limité.

14 Alors dépendant au courant de l'année, il
15 pourrait... mais on peut penser qu'ils pourraient
16 se retrouver vraiment ici en fine pointe. O.K. Ce
17 qui fait que, O.K., puis encore là ces moyens-là
18 qu'on a en jaune et en bleu pâle, là, vont devenir
19 moins intéressants. Un peu comme je viens de le
20 démontrer pour l'interruptible huit cent cinquante
21 (850).

22 Alors ce que je disais tantôt c'est
23 qu'évidemment, dans le choix des moyens qu'on va se
24 donner il faut tenir compte non seulement...
25 Souvent le planificateur - puis ça de façon

1 générale, que ce soit au Québec ou ailleurs - va
2 regarder l'heure de pointe et va regarder
3 l'énergie. L'énergie c'est quoi? C'est la surface
4 sous cette courbe-là. Et souvent, ne regarde pas
5 cette espèce... on va appeler ça un patron, là, le
6 patron de la charge. Et ici dans ma démonstration
7 je montre que c'est important.

8 Alors ce qui fait que, oui, si on met un
9 appel au public il va venir réduire l'efficacité
10 des autres moyens, donc il faut vraiment tenir
11 compte de tout ça quand on fait l'analyse. Un peu
12 comme je disais tantôt, il faut tenir compte de
13 tous les éléments. On prend l'appel au public, on
14 met ses probabilités, on met ça dans un modèle,
15 puis le modèle va nous dire : voici l'effet sur
16 tout le reste. Alors c'est sûr qu'il faut être très
17 prudent quand on procède à ce genre de chose là.

18 Q. **[57]** Donc si... si, comme je comprends que vous le
19 souhaitiez, on intègre l'appel au public dans le...
20 dans la planification, ce serait... ce ne serait
21 pas simplement pour le mettre dans le tableau usuel
22 des bilans... du bilan en puissance qu'on trouve
23 dans le Plan d'approvisionnement, mais dans une...
24 une présentation un peu plus dynamique comparable à
25 ce que vous présentez ici.

1 R. Tout à fait. Je vous remercie pour le mot
2 « dynamique », c'est effectivement le cas. C'est
3 sûr! Alors c'est pour ça que - et là peut-être que
4 si... si je disais, comme je l'ai déjà dit et je
5 suis conscient de ce que j'ai déjà dit, on peut
6 aller chercher six (600 MW), sept (700 MW), huit
7 cents mégawatts (800 MW), d'appel au public, bien
8 il y aurait peut-être un petit problème ici, là.
9 Parce que, oui, ce que j'ai dit ici aujourd'hui, il
10 y a une limite sur le nombre de fois.

11 Alors ici, quand on fera l'appel au public,
12 qu'on le placera là - et si on suppose que c'est
13 six fois - pourquoi je dis six fois? Parce qu'il y
14 a une année, je pense, sauf erreur c'est en deux
15 mille neuf (2009), là, je l'ai... qui est... on l'a
16 mentionné il y a trois ans, il y a eu des problèmes
17 de transport qui ont fait qu'il y a eu un appel, je
18 pense, au moins six fois puis ça a été quand même
19 assez efficace.

20 Alors si on se disait bien on limite, on
21 ferait la même chose. L'appel au public serait un
22 moyen qui serait comme une couleur, là, qui
23 dirait : bien mettons c'est trois cents mégawatts
24 (300 MW) maximum six fois. Ou six jours ou ce qui
25 sortirait de l'analyse que le Distributeur ferait

1 de ses sondages, qu'il ferait de toute l'analyse,
2 de toutes les heures qu'il a vues. O.K. Alors... et
3 effectivement il devrait y avoir une limite sur la
4 largeur de cette surface-là. Un peu comme ces
5 moyens-là. Mais, évidemment, si on trouve plein de
6 moyens qui s'appliquent seulement aux cinq ou dix
7 (10) ou quinze (15) heures de pointe de l'année,
8 bien à un moment donné il va y avoir... on va se
9 bousculer, là, dans cette petite zone-là, alors...
10 O.K.

11 Q. **[58]** Je vous demanderais également de reculer à la
12 figure qui est appelée figure 1, qui est en rapport
13 avec votre recommandation 15.

14 R. BPA?

15 Q. **[59]** Oui.

16 R. Oui.

17 Q. **[60]** Donc, on voit que c'est la courbe de
18 distribution, là, de la production éolienne chez
19 BPA. Donc je comprends que cette courbe, d'abord
20 elle reflète la totalité du parc. Ce qu'on... ce
21 qu'on constate c'est qu'il n'y a pas d'heure où la
22 totalité du parc est utilisée à cent pour cent
23 (100 %), c'est bien ce que...

24 R. C'est la totalité du parc éolien. Pourquoi je l'ai
25 mis en pourcentage au lieu de le mettre en

1 mégawatts?

2 Q. **[61]** Oui.

3 (11 h 28)

4 R. Parce qu'au cours de cette période-là, il a pu y
5 avoir des mises en service, alors en pourcentage on
6 a une valeur qui se compare effectivement. Ce n'est
7 jamais arrivé même que, quatre-vingt-quinze pour
8 cent (95 %) de la totalité du parc éolien que
9 possède BPA, comme j'ai dit deux - trois mille
10 mégawatts (2 000-3 000 MW) soit, fonctionne en même
11 temps.

12 Q. **[62]** O.K. Mais ce que ce tableau, ce que cette
13 figure ne montre pas et n'implique pas, ça
14 n'implique pas qu'aucune des éoliennes, aucun des
15 parcs éoliens, ne fonctionne à cent pour cent
16 (100 %). Il peut y avoir des parcs éoliens...

17 R. Il peut y avoir des parcs qui fonctionnent à cent
18 pour cent (100 %) et je vais revenir sur ce que
19 j'ai dit avant d'introduire cette courbe-là, il se
20 peut donc, par exemple... Admettons qu'on dit,
21 l'exemple qu'on a vu, avec le Nouveau-Brunswick,
22 O.K.? On dit, si tout le parc éolien de la Gaspésie
23 était en fonction, on pourrait plus difficilement,
24 on ne sait pas encore, là, mais importer du
25 Nouveau-Brunswick. Alors admettons que tout le parc

1 gaspésien, puis je n'ai pas le chiffre en tête pour
2 dire combien, là, peut-être la moitié mais peu
3 importe, était en fonction, bien évidemment la
4 ligne ou les lignes qui transportent cette
5 production-là vers le réseau principal, elle, elle
6 pourrait être sollicitée au maximum. Sauf que, ici,
7 ce que je dis c'est, le raffermissement, une fois
8 que cette énergie-là ou cette puissance-là arrive
9 au réseau principal, admettons la colonne
10 vertébrale, bien cette colonne vertébrale là n'a
11 jamais vu, dans le cas de BPA, là, puis cette
12 courbe-là pourrait être faite par Hydro-Québec, la
13 même chose, cette colonne n'a jamais vu toute
14 l'énergie partout, a peut-être vu... Alors s'il y a
15 de l'énergie qui arrive de Gaspésie à cent pour
16 cent (100 %), bien le raffermissement du réseau
17 principal, à quatre-vingt-quinze pour cent (95 %),
18 elle va être capable de le prendre parce que c'est
19 quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) d'un plus gros
20 chiffre, là. Parce que... Vous voyez ce que je veux
21 dire. Quand je dis ici, où on sauve, ce ne serait
22 pas... Oui, sur la Gaspésie, on peut sauver un peu
23 parce que peut-être que lui non plus ne sera jamais
24 à cent pour cent (100 %) mais ici, ce que je
25 montre, c'est sur le réseau principal.

1 Q. **[63]** Je veux juste ouvrir une parenthèse. De toute
2 façon, en Gaspésie, on le fait déjà. C'est-à-dire
3 déjà, comme vous l'avez mentionné tout à l'heure,
4 Hydro-Québec Distribution a prévu, dans ses
5 ententes avec les producteurs éoliens, qu'elle
6 pourrait ne pas prendre la totalité de la
7 production pendant certaines heures et je pense que
8 c'est effectivement planifié comme ça.

9 R. Elle l'a prévu dans les contrats avec les
10 producteurs. Est-ce que Hydro-Québec TransÉnergie,
11 à la demande d'Hydro-Québec Production, a construit
12 des lignes ou des équipements de transport
13 permettant de transporter cent pour cent (100 %) de
14 la production de la Gaspésie? Je penserais que oui,
15 sauf vérification qu'on pourrait faire.

16 Q. **[64]** O.K.

17 R. Alors, vous voyez qu'il y a deux choses.

18 Q. **[65]** Je ne veux pas rentrer là-dedans parce qu'on
19 n'est pas dans un dossier de transénergie. De toute
20 façon, la réponse se trouve dans d'autres dossiers
21 mais je ne veux pas rentrer là-dedans, je veux
22 rester au bilan en puissance, c'est-à-dire au bilan
23 en énergie, bilan en puissance d'Hydro-Québec
24 Distribution dans le présent plan. Mais vous
25 conviendrez avec moi que pour pouvoir inscrire les

1 quantités d'éolienne qui sont prévues en bilan
2 puissance, bilan en énergie, il est nécessaire
3 qu'Hydro-Québec Distribution et la fiabilité,
4 c'est-à-dire, puissent savoir que cette production
5 pourrait être transportée. C'est-à-dire s'il y a
6 une éolienne qui fonctionne à cent pour cent
7 (100 %), ne pas dire, ah! bien non, parce qu'en
8 moyenne, on s'arrête à quatre-vingt-quinze pour
9 cent (95 %), on ne va pas la prendre parce que ça
10 va se refléter sur le bilan en puissance et en
11 énergie du Distributeur.

12 R. Oui, vous avez raison en théorie. Mais je vais
13 expliquer. Premièrement, encore, et je répète. Moi
14 je ne dis pas qu'on ne peut pas transporter un parc
15 éolien ou qu'on ne peut pas transporter toute la
16 Gaspésie. On dit qu'on ne peut pas transporter cent
17 pour cent (100 %) ... qu'on ne devrait pas s'équiper
18 pour transporter cent pour cent (100 %) de toute la
19 production éolienne. Alors si vous faites l'analyse
20 dont j'ai parlé tantôt de contribution en pointe,
21 parce que l'analyse de contribution en pointe que
22 l'IREQ a faite en collaboration d'ailleurs avec
23 toutes les divisions d'Hydro-Québec impliquées,
24 Transporteur, Producteur, Distributeur qui
25 concluent à trente pour cent (30 %), on se souvient

1 de ce chiffre-là, quand ils ont fait cette analyse-
2 là, ils ont mis ça dans un modèle de simulation
3 Monte Carlo, un peu comme je parlais tantôt de
4 FEPMC, où ils ont mis tout ce qui peut se passer,
5 ou, quand on modélise, on essaie de mettre le plus
6 de choses possibles, et ils ont mis toutes les
7 années d'historique basées sur les simulations
8 d'Hélimax puis ils ont tout mis ça là-dedans puis
9 ils ont dit, bien ça, ça équivaut à construire une
10 machine ou un groupe turbine-alternateur de trente
11 pour cent (30 %) de cette valeur-là qui
12 fonctionnerait cent pour cent (100 %) du temps. Si
13 on ajoute une contrainte à ce modèle-là, on dit,
14 attention, quand toute la production totale dans
15 tous les millions de cas que tu vas avoir simulés,
16 la fois où tu vas avoir plus que quatre-vingt-
17 quinze pour cent (95 %) si on limite notre réseau à
18 quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) dans mon
19 exemple, alors cette fois-là, le système, ce gros
20 modèle-là va dire, ah! là je ne suis pas capable de
21 le transporter donc on va procéder à un délestage
22 de cette production-là et oui, quand, à la fin,
23 quand le modèle Monte Carlo additionne tout ça, là
24 il vient de perdre une opportunité, il vient de
25 perdre une journée ou une heure dans, je ne sais

1 pas combien de temps, là, c'est peut-être une heure
2 dans cinq ans, dix (10) ans, je ne le sais pas, là,
3 mais un événement très rare va affecter le chiffre
4 de trente pour cent (30 %), peut-être qu'il va
5 l'affecter à la quatrième décimale mais vous avez
6 raison en théorie. Sauf que, ce gain-là, oui, cette
7 perte-là sur le trente pour cent (30 %). Je l'ai
8 dit tantôt. Le trente pour cent (30 %) va subir une
9 petite perte théorique mais au prix de construire
10 des lignes ou des équipements de transport pour
11 transporter entre quatre-vingt-quinze (95 %) et
12 cent pour cent (100 %). Alors, c'est pour ça que je
13 vous donne raison...

14 Q. **[66]** Non mais, je ne suis pas très... on n'est pas
15 dans le dossier du Transporteur mais juste pour
16 voir si...

17 R. Non mais je vous donne raison mais...

18 Q. **[67]** ... dans le bilan de puissance, ça a un effet,
19 c'est ça.

20 R. Ça a un effet de peut-être un kilowatt (1 KW), là,
21 je ne le sais pas, mais qu'il faudra calculer.

22 Q. **[68]** Ce n'est pas nécessaire, en tout cas.

23 R. Vous avez raison que...

24 Q. **[69]** Je ne veux pas argumenter avec vous sur la
25 quantité mais si...

1 R. Tout ce que je dis, c'est que ça devrait être
2 évalué, les deux devraient être évalués.

3 Q. [70] C'est peut-être plus selon votre modèle, mais
4 en tout cas.

5 R. Oui, oui, c'est ça.

6 Q. [71] O.K. Merci.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Merci Maître Newman. Est-ce qu'il y a d'autres
9 intervenants qui désirent contre-interroger le
10 panel, Maître Fraser?

11 (11 H 25)

12 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me ÉRIC FRASER :

13 Q. [72] Oui, Madame la Présidente, j'en n'aurai pas
14 pour très longtemps. Bonjour Monsieur Raymond.

15 R. Bonjour.

16 Q. [73] Merci pour votre présentation. Comme vous le
17 savez, je ne suis pas d'accord avec plusieurs des
18 éléments mais ça a l'avantage d'être animé et de
19 soutenir la tension parce qu'on est quand même en
20 fin de journée... en fin d'avant-midi.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Fin de semaine.

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Q. [74] D'une journée où je manque une demi-heure de
25 sommeil. Alors, cela étant dit, comme je vous

1 disais, ça a l'avantage d'être animé et j'ai aussi
2 l'impression de voir une certaine récurrence de
3 sujets. Je sais que vous avez témoigné en ce qui
4 concerne les sujets qu'on discute aujourd'hui, et
5 vous me corrigerez si je me trompe, mais je pense
6 que c'est un parcours qu'on a fait ensemble en plus
7 puisque c'est des dossiers où j'ai occupé. Vous
8 avez été du plan d'approvisionnement deux mille
9 onze-deux mille vingt (2011-2020), le 3748-2010,
10 vous avez témoigné à cette époque-là.

11 R. Oui.

12 Q. **[75]** Vous avez fait les dossiers tarifaires entre
13 les deux plans puis je vais y aller en bloc, les
14 tarifs deux mille douze-treize (2012-13), treize-
15 quatorze (13-14) et quatorze-quinze (14-15) vous
16 avez témoigné à chacune de ces occasions-là.

17 R. Oui.

18 Q. **[76]** C'est exact? Et vous témoignez aujourd'hui. Je
19 constate de ces témoignages qu'il y a une
20 récurrence des sujets. Je pense que vous allez être
21 d'accord avec moi que la question, par exemple, de
22 la prévision de la demande vous l'aviez abordée
23 tant dans le plan de deux mille onze (2011) que
24 vous l'abordez présentement dans le plan de deux
25 mille treize (2013)...

- 1 R. Oui.
- 2 Q. **[77]** ... sous un angle différent par ailleurs.
- 3 R. Oui, oui.
- 4 Q. **[78]** Les conventions d'énergie différée c'est un
5 sujet qui vous anime, que vous avez abordé,
6 écoutez, je crois dans les trois derniers dossiers
7 tarifaires ainsi que dans le présent dossier.
- 8 R. Les trois, au moins les deux, sinon les trois
9 mais...
- 10 Q. **[79]** O.K. Production éolienne c'est aussi un sujet
11 qui vous intéresse beaucoup, notamment l'évaluation
12 de la contribution en puissance, vous en avez parlé
13 ce matin, c'est quelque chose dont vous aviez
14 discuté dans le plan d'approvisionnement deux mille
15 onze (2011), c'est exact?
- 16 R. Oui.
- 17 Q. **[80]** C'est la même chose pour l'appel au public. Je
18 crois que c'est un sujet qui a été adopté en deux
19 mille onze (2011) et qui a été adopté cette année
20 aussi.
- 21 R. Qui a été abordé, oui.
- 22 Q. **[81]** Abordé, excusez. Adopté... Question de la
23 fiabilité en puissance, Churchill Falls, vous aviez
24 abordé ça également dans le dernier plan et dans
25 celui-ci, c'est exact?

1 R. Oui, mais toujours en suivi des décisions qui ont
2 pu être respectées ou non, c'est sûr.

3 Q. **[82]** Alors je constate qu'il y a une récurrence de
4 vos sujets de prédilection, de vos sujets d'intérêt
5 et ça, peu importe votre client parce que je
6 constate également que pour le terme de l'ensemble
7 de ces dossiers-là vous avez représenté, vous avez
8 témoigné pour le compte de trois clients donc je
9 crois qu'il y a l'UMQ, c'est exact? Et la FCEI et
10 les associations aujourd'hui, ARQ, AHQ.

11 R. Dans le cas des plans d'approvisionnement, j'ai
12 fourni des rapports d'expertise alors je donne mon
13 évaluation des choses, indépendamment du client qui
14 me donne un mandat.

15 Q. **[83]** Alors quand on va à la page 12 de votre
16 expertise, vous décrivez votre mandat. Le dernier
17 paragraphe de la phrase vous dites « Les
18 préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ... » et à
19 la suite de cette phrase-là au long vous listez une
20 série de sujets et je vous, on va prendre le chemin
21 court, je vous soumetts que ce sont des
22 préoccupations que vous avez depuis le premier plan
23 pour les différents clients que vous représentez?

24 R. Bien le dernier, je pense que c'est la première
25 fois qu'on le voit, le suivi des décisions passées

1 de la Régie.

2 Q. **[84]** Oui, de manière générale si on va : les
3 prévisions de la demande...

4 R. Bien je vous dirais que c'est parce que si je ne
5 parlais pas de ces sujets-là, je parlerais de rien
6 parce que ce sont les sujets qui apparaissent dans
7 les plans alors...

8 Q. **[85]** Mais est-ce que...

9 R. Évidemment, à chaque fois les plans reprennent les
10 mêmes sujets et je commente les sujets qui sont
11 dans le plan.

12 Q. **[86]** Est-ce que j'avais raison de croire, par
13 ailleurs, qu'il s'agit beaucoup plus de vos
14 préoccupations à titre d'expert que les
15 préoccupations des clients qui vous mandatent?

16 R. C'est-à-dire que le client qui me mandate a rempli
17 une demande d'intervention où ces préoccupations-là
18 apparaissaient. Donc dans le mandat que le client
19 m'a donné, il m'a fourni les sujets qu'il voulait
20 regarder mais c'est sûr que le client qui me
21 fournit un mandat me dit, et je l'ai dit au début
22 « Vous êtes un expert, je veux que vous me disiez
23 comment on peut optimiser le plan
24 d'approvisionnement du Distributeur et comment on
25 peut le faire pour aider les membres de ces

1 associations-là à avoir des tarifs justes et
2 raisonnables. ».

3 Q. **[87]** Là, est-ce que je comprends que votre mandat
4 provient de la demande d'intervention?

5 R. Non, je comprends pas... Ce n'est pas...

6 Q. **[88]** Non, ce n'est pas ça?

7 R. Le mandat ne provient pas de la demande
8 d'intervention.

9 Q. **[89]** O.K.

10 R. Je vous ai dit que la demande d'intervention
11 traduit les préoccupations du client qui m'a fourni
12 le mandat.

13 (11 h 30)

14 Q. **[90]** O.K. Mais est-ce que ce sont des
15 préoccupations qui vous ont été transmises
16 autrement que via la demande d'intervention comme
17 vous venez de le mentionner?

18 Me STEVE CADRIN :

19 Je vais faire l'objection. J'ai laissé aller
20 pendant un bon bout de temps sur la question du
21 mandat. Vous avez fait une demande de
22 renseignements spécifiquement là-dessus, Maître
23 Fraser. J'ai répondu à cette demande de
24 renseignements. Vous avez la réponse au dossier qui
25 a été déposée.

1 Comme je l'ai mentionné, le mandat a été
2 donné à l'expert par moi et le client m'a donné un
3 mandat à moi. C'est ce que j'ai mentionné noir sur
4 blanc dans la demande de renseignements. Là, vous
5 allez plus loin. Je vous arrête, là, vous êtes
6 rendu dans les particularités du mandat. Ça allait
7 bien, c'était les questions peut-être qui
8 entouraient l'ambiance, je dirais, du mandat.

9 Mais à ce stade-ci, là on rentre dans les
10 particularités du mandat. Il y a le secret
11 professionnel qui s'applique d'abord. Puis,
12 deuxièmement, il y a des discussions avec le
13 client, avec moi et avec monsieur Raymond pour
14 établir les sujets de la demande d'intervention,
15 comme vous le savez.

16 Me ÉRIC FRASER :

17 Écoutez, je vous remercie, Maître Cadrin. Parce
18 que, Madame la Présidente, cette information-là
19 n'était pas au dossier parce que la réponse à notre
20 demande de renseignements du Distributeur disait :
21 « La demande à l'expert a-t-elle fait l'objet d'un
22 mandat écrit? » Oui, excusez. Et la réponse c'est
23 qu'elle n'avait pas fait l'objet d'un mandat écrit,
24 donc il n'y avait pas de détails sur la nature du
25 mandat et comment il avait été. Et là, j'ai cette

1 information-là.

2 Me STEVE CADRIN :

3 Vous n'avez pas lu la réponse au complet si je ne
4 me trompe pas, là. Peut-être j'ai fait erreur parce
5 que j'ai souvenir de la réponse.

6 Me ÉRIC FRASER :

7 Oui, bien c'est ça.

8 Me STEVE CADRIN :

9 Peut-être que je ne l'ai pas lue avant de vous le
10 dire.

11 Me ÉRIC FRASER :

12 Peut-être que, moi, effectivement, j'ai souvenir de
13 la réponse mais...

14 Me STEVE CADRIN :

15 On l'a tous lue, vous avez peut-être un mauvais
16 souvenir. Je ne sais pas.

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Écoutez, la seule réponse qu'on a c'est la demande
19 à l'expert n'a pas fait l'objet d'un mandat écrit.
20 Donc, évidemment, je voulais poser des questions
21 sur la nature du mandat puisque celui-ci n'a pas
22 fait l'objet d'un mandat écrit.

23 Et la deuxième réponse porte sur les
24 résolutions. Donc, évidemment, mes questions
25 portaient sur, compte tenu qu'il n'y a pas de

1 mandat écrit, un petit peu plus de détails sur les
2 mandats. Mais là, je comprends que le mandat
3 provient de l'avocat et je respecte entièrement la
4 question du privilège. Je ne lui demanderai pas
5 quelles discussions qu'il a eues avec l'avocat.

6 Q. [91] Mais je comprends que votre mandat provient de
7 maître Cadrin en ce qui concerne le détail des
8 sujets que vous discutez aujourd'hui?

9 M. MARCEL-PAUL RAYMOND :

10 R. Oui.

11 Q. [92] Je vous remercie. Est-ce que... J'aurais une
12 question concernant votre curriculum vitae.
13 Évidemment, Madame la Présidente, on n'a pas
14 demandé de voir-dire. Par contre, je vais tout
15 simplement obtenir des détails. Je veux obtenir
16 certains détails concernant votre expérience depuis
17 deux mille neuf (2009). Donc, je comprends que tout
18 ce qui concerne votre entreprise de consultation
19 puis vos témoignages devant la Régie, je n'ai pas
20 de questions là-dessus. C'est de connaissance
21 assez... En fait, c'est de ma connaissance et je
22 vous dirais que c'est quasiment de connaissance
23 réglementaire.

24 J'aurais peut-être des questions sur les
25 autres mandats simplement pour avoir un petit peu

1 plus de précisions. Je suis à la page 3 de votre
2 CV. Je ne sais pas si vous voulez le consulter,
3 mais probablement que vous connaissez bien ces
4 éléments-là.

5 il y a à la première, au premier élément on
6 dit : « Invité par le CAETI International comme
7 président de la session intitulée... », puis je
8 vous épargne mon anglais en ne vous citant pas le
9 nom de la session que vous connaissez probablement.
10 Et il y a les dates des quatorze (14) et quinze
11 (15) novembre deux mille treize (2013) à San Diego.
12 Est-ce que je dois comprendre que vous avez présidé
13 une session dans le cadre d'une conférence?

14 R. J'ai présidé deux sessions dans le cadre d'une
15 conférence.

16 Q. **[93]** O.K. Des sessions qui ont eu lieu les deux
17 jours ou une partie des...

18 R. Une le quatorze (14) et une le quinze (15), là.

19 Q. **[94]** O.K. Donc, à chacune des deux journées vous
20 avez présidé une session... une session dans le
21 cadre d'une conférence, j'imagine, organisée par
22 cet organisme-là.

23 Le dernier élément c'est conseiller
24 technique concernant le Projet des Trois-Gorges en
25 Chine qui, je crois, est terminé. Est-ce que ça

1 c'est un mandat qui est terminé?

2 R. Bien, j'ai eu deux rencontres avec les ingénieurs
3 chinois, Donc, c'est terminé dans le sens que je
4 n'en ai pas eu d'autres, mais ce n'est pas terminé
5 dans le sens que le client qui m'a demandé de faire
6 cette formation-là pourrait me demander d'en faire
7 d'autres.

8 Q. [95] O.K. Mais c'est terminé pour le mandat que
9 vous avez reçu?

10 R. C'est terminé pour le mandat que j'ai eu, mais il
11 n'est pas exclu qu'il y en ait d'autres.

12 Q. [96] C'est bon. Je vous remercie, Monsieur Raymond.
13 Lorsque vous avez commencé votre témoignage, vous
14 avez fait écho à votre rencontre avec les
15 représentants de l'AHQ/ARQ et vous disiez en
16 discutant tantôt : « J'ai réalisé qu'ils avaient
17 une faible marge dans ces domaines-là. » J'ai cru
18 comprendre que c'était la première fois que vous
19 rencontriez les représentants des organismes?

20 R. Oui.

21 Q. [97] Je vous remercie, Monsieur Raymond. Je n'ai
22 pas d'autres questions, Madame la Présidente.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Merci, Maître Fraser. Maître Alexandre de
25 Repentigny?

1 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

2 Je n'ai pas de questions.

3 INTERROGÉ PAR LA PRÉSIDENTE :

4 D'accord.

5 Q. **[98]** J'aurais peut-être juste une question,
6 Monsieur Raymond, concernant votre recommandation
7 numéro 6. Vous mentionnez puis vous l'expliquez
8 dans votre mémoire, mais c'est peut-être juste pour
9 bien comprendre la mécanique quand vous nous dites
10 que c'est plus avantageux pour le Distributeur de
11 procéder à des retours d'énergie de quatre cents
12 mégawatts (400 MW) pour tous les mois d'hiver, à
13 compter de l'hiver deux mille quatorze-deux mille
14 quinze (2014-2015).

15 Dans les calculs que vous avez faits, vous
16 avez pris en considération le coût de la puissance
17 garantie qui est associé à ces retours d'énergie?

18 R. J'ai tout pris en considération : le coût de la
19 puissance garantie versus, dans ce cas-là, dans cet
20 exemple-là. J'avais au moins trois morceaux dans la
21 présente... dans la preuve que j'ai faite versus le
22 coût de la puissance des achats à court terme, coût
23 UCAP.

24 (11 H 37)

25 Q. **[99]** Puis pour la puissance garantie dans le cadre

1 des retours d'énergie, est-ce que c'est calculé sur
2 la totalité de ce qui est... du cinquante mégawatts
3 (50 MW) qui est rappelé pendant la période d'hiver?

4 R. Le début de la question, vous dites, le coût,
5 toujours de la puissance?

6 Q. **[100]** De la puissance garantie.

7 R. C'est calculé sur le bloc qui aura été...

8 Q. **[101]** Le bloc au total?

9 R. ... commandé. Alors ça peut être, comme j'ai dit
10 tantôt, des blocs, des multiples de cinquante (50),
11 entre cinquante et quatre cents (50-400). C'est
12 calculé sur cette puissance qui aura été commandée,
13 effectivement.

14 Q. **[102]** Bon. C'est l'autre, c'est juste un petit
15 commentaire quand on a pris connaissance de
16 l'ensemble de vos recommandations si jamais on les
17 acceptait toutes, le Distributeur serait appelé à
18 faire plusieurs études. Je pense que, parfois, il
19 faut être conscient des coûts aussi qui sont
20 rattachés à la multitude des études qu'on peut
21 demander. Je voulais juste en faire un petit
22 commentaire. Mais, je n'aurai pas d'autres
23 questions.

24 R. Est-ce que je peux répondre?

25 Q. **[103]** Oui. Ah, vous pouvez répondre, il n'y a pas

1 de problème.

2 R. C'est sûr que le Distributeur nous a dit, bon, on a
3 fait une étude sur le quinze pour cent (15 %)
4 d'interruptible. Maintenant on le refait. Je ne dis
5 pas de refaire des études, mais elles sont déjà
6 faites. Et la plupart des études, si on n'a pas
7 fait d'études économiques pour justifier des
8 rappels, bien, je me dis, il y a un problème, là,
9 parce que ce n'est pas... Tout ça devrait être
10 justifié économiquement quand on prend une décision
11 qui affecte des milliards de dollars. Alors, si on
12 n'a pas fait une étude de contribution en pointe de
13 la production éolienne, je vous dirais, dans les
14 modèles de fiabilité en puissance, toutes ces
15 choses-là sont faites régulièrement. Une fois que
16 le modèle est bien monté, ça se fait régulièrement.

17 Alors, tout ça, quand je dis faire des
18 études, ça ne veut pas dire de mettre du monde dans
19 une salle pour refaire des études ou les faire. Ça
20 veut dire que ça devrait être intégré dans les
21 processus. Et je donne en preuve l'article que j'ai
22 déposé. Tout ce qui se fait dans cet article-là,
23 c'est un modèle qui peut être roulé dix fois par
24 jour à l'époque où j'étais chez Hydro-Québec. Parce
25 que tout est bien intégré. Alors, il faut faire

1 attention. Chaque étude ne demande pas de mettre du
2 monde dans une salle. Et si chaque étude demandait
3 de mettre du monde dans une salle pour aller sauver
4 des centaines de millions de dollars, bien, je
5 pense que ça vaudrait la peine.

6 Q. **[104]** C'est bon. Merci pour votre témoignage. Est-
7 ce que vous avez un réinterrogatoire, Maître
8 Cadrin?

9 Me STEVE CADRIN :

10 Ça complète pour la preuve. Merci.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 D'accord. Alors merci beaucoup, Monsieur Raymond.
13 Vous êtes libéré. Donc, cela termine la preuve de
14 l'AHQ/ARQ. Il est présentement midi moins vingt
15 (11 h 40). Est-ce que vous pensez, Maître Sicard,
16 qu'il serait possible de vous entendre avant, en
17 fait avant de terminer l'audience? On pourrait
18 terminer plus tôt.

19 Me HÉLÈNE SICARD :

20 Nous avons annoncé une demi-heure. Je pense
21 qu'incluant le temps pour nous installer, on
22 devrait couvrir notre présentation et avoir terminé
23 au plus tard à midi et cinq (12 h 5). Je m'excuse,
24 j'ai une voix, vous allez entendre une voix
25 éraillée. Puis je vais me mettre à tousser. Je

1 pense que midi et cinq (12 h 5), incluant notre
2 temps d'installation, on devrait avoir terminé.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Parfait. En fait, on ne quittera pas. On va vous
5 laisser vous installer.

6 Me HÉLÈNE SICARD :

7 C'est ça. Alors, je vais inviter mes témoins à
8 venir s'installer. Je vais aller chercher mes
9 documents.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Excellent.

12 Me HÉLÈNE SICARD :

13 Et nous revenons.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Parfait.

16

17 **PREUVE UC**

18

19 Me HÉLÈNE SICARD :

20 Alors, Madame la Greffière, les témoins sont
21 présents. Vous pouvez procéder à leur
22 assermentation.

23

24 L'an deux mille quatorze (2014), ce vingtième (20e)
25 jour du mois de juin, ONT COMPARU :

1 **MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE**, analyste en énergie à
2 l'Union des consommateurs, ayant une place
3 d'affaires au 6226, rue Saint-Hubert, Montréal
4 (Québec);

5
6 **VIVIANE DE TILLY**, analyste à l'Union des
7 consommateurs, ayant une place d'affaires au 6226,
8 rue Saint-Hubert, Montréal (Québec);

9
10 LESQUELS, après avoir fait une affirmation
11 solennelle, déposent et disent :

12
13 INTERROGÉS PAR Me HÉLÈNE SICARD :

14 Hélène Sicard pour Union des consommateurs. Bonjour
15 à tous. L'Union des consommateurs a déposé, juste
16 pour couvrir les numéros de pièces tout de suite,
17 la preuve de UC sous C-UC-10; le curriculum de
18 madame Viviane de Tilly, C-UC-12; et le curriculum
19 de monsieur Moisan-Plante, C-UC-13.

20 Q. **[105]** Alors la question est pour vous deux. Je
21 comprends que c'est monsieur Moisan-Plante qui fait
22 la présentation aujourd'hui. Mais avez-vous
23 préparé, vous et madame de Tilly ensemble, et est-
24 ce que vous adoptez comme la preuve de UC le
25 mémoire qui est déposé sous C-UC-10?

1 M. MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE :

2 R. Je l'adopte.

3 Q. **[106]** Ça représente les positions de UC?

4 Mme VIVIANE DE TILLY :

5 R. Oui.

6 Q. **[107]** Maintenant, avant que mon client commence sa
7 présentation, j'ai ici, Monsieur Moisan-Plante,
8 dans une enveloppe scellée un document, est-ce que
9 vous avez préparé ce document?

10 (11 h 44)

11 M. MARC-OLIVIER MOISAN PLANTE :

12 R. Oui.

13 Q. **[108]** Est-ce qu'il représente les positions de UC?

14 R. Tout à fait.

15 Q. **[109]** Et pouvez-vous nous dire dans quelles
16 circonstances vous avez préparé ce document-là?
17 Bien, vous avez... Avez-vous consulté les documents
18 déposés confidentiellement par Hydro-Québec auprès
19 de la Régie?

20 R. Oui je l'ai fait.

21 Q. **[110]** Et est-ce que c'est une réponse à ça?

22 R. Oui. C'est des commentaires à propos de ces
23 documents.

24 Q. **[111]** O.K. Alors voici, je... Je n'ai évidemment
25 qu'une seule copie, puisque nous le déposons

1 confidentiellement. Et plutôt que de demander à ce
2 que la salle tienne une audience confidentielle,
3 pour ceux qui avaient signé l'engagement et vu les
4 documents, nous vous remettons, et je vais remettre
5 tout à l'heure à mon confrère le même document,
6 sous pli confidentiel, évidemment, là. C'est juste,
7 je ne voulais pas avoir le document disponible en
8 avant pour ne pas me tromper. À l'heure actuelle.
9 Alors ce document fait partie de la présentation
10 que vous auriez autrement faite aujourd'hui.

11 R. Oui.

12 Q. **[112]** O.K. Alors je vous invite à procéder à votre
13 présentation.

14 R. Bonjour Mesdames les Présidentes, Monsieur le
15 Régisseur. De manière générale, Union des
16 Consommateurs considère que les prévisions du
17 Distributeur peuvent sous-estimer les besoins
18 futurs, et en même temps surestimer les
19 approvisionnements qui seront disponibles, qu'ils
20 soient présentement engagés ou non.

21 La conséquence malheureuse pour les
22 clients, je vous dirais, c'est que les surplus en
23 énergie paraissent plus importants que nécessaire,
24 et que le Distributeur prétend ne pas être en
25 mesure de différer de l'énergie.

1 statistique peut être tout à fait correct, bien
2 conçu, mais si on lui donne des mauvais intrants,
3 comme par exemple des taux de croissance du PIB ou
4 de l'emploi trop faibles, la prévision des ventes
5 qui en découle sera probablement, elle aussi, trop
6 faible. Particulièrement symptomatique à cet égard
7 est le taux de croissance choisi par le
8 Distributeur pour le PIB du Québec en deux mille
9 quatorze (2014).

10 Par exemple, on a un tableau, c'est 2A-1,
11 de la pièce B-0007, en page 12, où des paramètres
12 économiques servant d'intrants pour les prévisions
13 sont présentés. Pour le PIB, en deux mille quatorze
14 (2014), le Distributeur a retenu une valeur de un
15 point six pour cent (1.6 %).

16 Pourtant, dans le même tableau, on a une
17 liste de prévisions, il y a une douzaine
18 d'institutions qui font de la prévision économique
19 là-dedans, le Conference Board, Desjardins, les
20 sept grandes banques canadiennes, la SCHL, le
21 ministère des Finances. Les douze (12) prévisions
22 vont de un point huit pour cent (1.8 %) à deux
23 point deux (2.2), et la moyenne est de deux pour
24 cent (2 %). Le Distributeur choisit un point six
25 pour cent (1.6 %), qui est, en quelque sorte, là -

1 excusez-moi l'expression - un outlier. C'est en
2 dehors du spectre des douze (12) prévisions
3 présentées.

4 Évidemment, si on table sur des croissances
5 plus faibles que celles envisagées par tout le
6 reste des institutions qui font de la prévision
7 économique, les prévisions des ventes qui vont en
8 découler vont être plus faibles que celles qui
9 auraient été en prenant, par exemple, la moyenne de
10 ces prévisions.

11 Même chose pour l'emploi total. Les douze
12 (12) prévisions sont à l'intérieur de la fourchette
13 zéro point huit (0.8) à un point cinq (1.5) pour
14 l'année deux mille quatorze (2014). Cette fois-ci
15 le Distributeur est exactement sur la limite
16 inférieure à zéro point huit (0.8). Pour les années
17 deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016),
18 deux mille dix-sept (2017), les taux de croissance
19 retenus par le Distributeur sont significativement
20 en dessous de ceux de Desjardins et Global Insight
21 - les deux prévisions qui ne sont pas caviardées
22 dans ce cas-là - et ce, tant pour la croissance du
23 PIB que pour celle de l'emploi et pour chacune de
24 ces années.

25 Je pourrais continuer comme ça. Le PIB

1 manufacturier souffre du même problème, c'est-à-
2 dire les valeurs choisies comme intrants pour le
3 modèle du Distributeur sont inférieures à celles de
4 toutes les autres prévisions qu'on voit dans le
5 document.

6 (11 h 50)

7 Donc, bien on profite pour suggérer à la
8 Régie qu'à l'avenir le Distributeur dépose ses
9 prévisions de ventes en utilisant la moyenne du
10 consensus pour les intrants nécessaires à son
11 modèle.

12 Ensuite, si le Distributeur veut présenter
13 d'autres prévisions avec des intrants qu'il aura
14 choisis lui-même selon son bon vouloir, il pourra
15 le faire, mais au moins nous serons en mesure de
16 mesurer l'impact du conservatisme de ses
17 prévisions. Ce qui n'est pas le cas en ce moment.

18 Un autre aspect de la sous-estimation des
19 besoins, à notre avis, sont les ventes aux
20 alumineries. Quand on compare l'écart avec l'état
21 d'avancement de deux mille douze (2012), ça fait
22 état d'une réduction envisagée des ventes de plus
23 de quarante-trois térawattheures (43 TWh) sur la
24 période deux mille quatorze-deux mille vingt
25 (2014-2020).

1 Il y a eu une mise à jour en début de
2 dossier, ce qui nous réduit probablement cet écart
3 à environ trente-trois térawattheures (33 TWh).
4 Mais ça nous apparaît quand même très élevé, en
5 particulier avec les informations qu'on a fournies
6 dans le mémoire sur les valeurs futures des prix de
7 l'aluminium, là, tel qu'on a des exemples avec les
8 prévisions du Fonds monétaire international ou la
9 croissance nominale au cours des choses. Comme les
10 dix (10) prochaines années tournent autour de
11 quatre pour cent (4 %) par année. Alors...

12 Et, finalement, au chapitre de la sous-
13 estimation des besoins, c'est les impacts de la
14 Politique emploi qui ne sont pas intégrés dans le
15 scénario du Distributeur et ils sont possiblement
16 très importants.

17 Ici, à mon avis, le Distributeur prétend
18 que, bon, ses intrants économiques vont servir à
19 lui... vont être suffisants pour qu'il soit en
20 mesure de donner des prévisions, des prévisions
21 acceptables de ses ventes. Mais, ici, on a un
22 problème méthodologique.

23 Ici, on a un changement de politique,
24 c'est-à-dire que le gouvernement va, par exemple,
25 donner des crédits d'impôt, toutes sortes de

1 subventions qui ne sont pas... sont au-delà des
2 variables économiques normalement étudiées. Donc,
3 le modèle statistique, lui, il se base sur le passé
4 pour mettre en relation la prévision des ventes
5 avec certains niveaux, par exemple, des prix de
6 l'aluminium ou de la croissance du PIB. Mais cette
7 relation-là ne tiendra plus dans l'avenir si le
8 gouvernement arrive par-dessus tout à coup puis il
9 donne des crédits d'impôt aux entreprises pour
10 qu'elles viennent s'installer.

11 Évidemment, ça ce n'est pas capturé dans le
12 modèle, donc c'est un... pour nous c'est un
13 problème. Ce genre de modèle statistique là, qui
14 est utilisé par le Distributeur, est valide tant
15 qu'il n'y a pas de changement structurel dans
16 l'environnement où évoluent les entreprises. Alors
17 avec la Politique emploi, on a un changement
18 majeur.

19 Dans les scénarios présentés par le
20 Distributeur, même le scénario le plus faible des
21 trois donne un impact cumulatif de quinze
22 térawattheures (15 TWh) sur l'horizon du Plan et
23 deux point cinq térawattheures (2,5 TWh)
24 annuellement.

25 On se rappellera que l'objectif du

1 gouvernement était d'écouler cinquante
2 térawattheures (50 TWh) d'ici deux mille vingt-sept
3 (2027) et d'avoir un impact de dix térawattheures
4 (10 TWh), par exemple, pour la seule année deux
5 mille vingt (2020). On a déjà une entente de signée
6 avec Ferro Atlantica. Évidemment ce n'est pas dans
7 les prévisions du Distributeur.

8 Selon nous, ce n'est pas raisonnable
9 d'attendre que les livraisons arrivent au réel
10 avant de les inclure dans une planification. C'est
11 clair que dans le pire des cas, l'impact de la
12 Politique serait nul. On imagine mal que la
13 Politique nuise aux ventes d'électricité.

14 Donc, on suggère à la Régie d'ajouter au
15 bilan en énergie et en puissance les quantités,
16 disons les quantités à tout le moins du scénario
17 faible de la Politique emploi parce qu'elles ne
18 peuvent pas être capturées par le modèle et elles
19 ne sont pas ajoutées par le Distributeur par la
20 suite. Donc, ça c'était pour la partie qui sous-
21 estime les besoins.

22 Maintenant, du côté de l'offre je vais y
23 aller rapidement avec encore quatre facteurs qui,
24 selon nous, surestiment l'énergie qui sera
25 disponible dans l'avenir.

1 Évidemment, comme beaucoup d'autres, on ne comprend
2 pas qu'est-ce que... sur le huit cents mégawatts
3 (800 MW) en éolien, on ne comprend pas ce que le
4 deux cents (200 MW) réservés au Producteur fait
5 dans le... le bilan du Distributeur. Selon nous,
6 cet impact-là on l'a calculé environ un demi-
7 térawattheure (0,5 TWh) pour les années deux mille
8 dix-huit (2018) à deux mille vingt-quatre (2024),
9 soit trois térawattheures (3 TWh) au total. Puis
10 finalement le six cents mégawatts (600 MW) restant,
11 bien on tient à souligner qu'il est contesté devant
12 la Régie dans... une partie dans la présente
13 audience et une autre dans le dossier 3866.

14 Donc, voilà. Donc je vous ai donné quatre
15 facteurs du côté de l'offre et du côté des... des
16 besoins qui, quant à nous, vont surestimer
17 l'ampleur des surplus sur l'horizon du Plan.

18 Dans ce contexte-là, UC trouve que la
19 solution de différer de l'énergie va s'imposer
20 d'elle-même. On voit que le bilan... le
21 Distributeur fait grand cas de ces surplus actuels,
22 là, on parle de soixante-quinze térawattheures
23 moins l'ajustement de quatorze (75 TWh - 14), là,
24 on est autour de soixante térawattheures (60 TWh)
25 au cours de la durée du Plan.

1 Mais il faut rappeler qu'ils sont ré... ces
2 surplus sont répartis de façon très inégale. Les
3 surplus des prochaines années deux mille quinze-
4 deux mille seize (2015-2016) c'est très élevé,
5 autour de dix térawattheures (10 TWh). Puis ensuite
6 ça décline huit, six, quatre, puis éventuellement
7 on tombe à peu près à zéro en deux mille vingt-
8 trois (2023), là, avec la mise à jour.

9 Puis si on corrige pour les biais qu'on
10 vous a mentionnés - on vous a fait un exemple dans
11 notre preuve - on pourrait ressentir des... on peut
12 avoir des besoins en énergie dès deux mille vingt
13 (2020). Plusieurs exemples que je vous ai donnés
14 précédemment sont des exemples avec des impacts
15 importants. Alors c'est tout à fait possible de
16 pouvoir rappeler de l'énergie, selon nous, dans les
17 années autour de deux mille vingt (2020), vingt et
18 un (2021), vingt-deux (2022), vingt-trois (2023),
19 une fois qu'on aura corrigé pour les prévisions du
20 Distributeur. Donc ça n'a aucune, il n'y a aucune
21 problématique particulière à avoir même cinquante
22 térawattheures (50 TWh) de surplus entre les
23 années, disons, deux mille quatorze (2014) à deux
24 mille dix-neuf (2019), si on peut rappeler dans les
25 années deux mille vingt (2020) et suivantes.

1 Donc on recommande à la Régie de retenir
2 comme stratégie prioritaire de gestion des surplus
3 d'énergie, l'utilisation des Conventions et
4 l'option de différer l'énergie.

5 Une autre raison importante pour avoir des
6 bonnes prévisions a été finalement indiquée par le
7 Distributeur lui-même en cours d'audience, concerne
8 la puissance. Le Distributeur nous a indiqué qu'il
9 devient de plus en plus difficile de trouver de la
10 puissance à prix raisonnable à court terme, c'est
11 pourquoi il désire s'engager immédiatement pour
12 plusieurs années en termes de puissance et lancer
13 un appel d'offres.

14 Donc, si les besoins en puissance sont
15 sous-estimés, l'offre est surestimée. On va
16 accroître le risque de procéder à des achats de
17 dernière minute et possiblement à des prix
18 désavantageux. Alors ça, pour nous, c'est un
19 argument supplémentaire pour avoir de bonnes
20 prévisions.

21 Finalement, je vais vous parler de
22 l'efficacité énergétique. De façon générale,
23 l'Union des consommateurs trouve mal fondée
24 l'approche du Distributeur d'établir ses cibles
25 d'efficacité en fonction d'un pourcentage de la

1 croissance des ventes.

2 Là ce que je vais vous dire déborde un peu
3 du cadre du dossier, mais en ce qui concerne
4 l'efficacité énergétique, UC croit que la priorité
5 au Québec se situe davantage du côté de la
6 réduction des combustibles fossiles, en particulier
7 dans le secteur des transports plutôt que celui
8 de... plutôt que l'efficacité énergétique dans le
9 domaine de l'électricité où on a présentement des
10 énergies à peu près toutes renouvelables et en
11 surplus.

12 Les gains en termes de réduction de gaz à
13 effet de serre seraient beaucoup plus grands, là,
14 du côté des combustibles. Ça ne veut pas dire qu'il
15 faille arrêter les efforts en efficacité
16 énergétique dans le domaine de l'électricité. En
17 particulier, plusieurs ACEF, membres de UC,
18 militent de longue date pour un accroissement des
19 mesures concernant les ménages à faibles revenus.
20 Elles ont, entre autres, participé avec Hydro-
21 Québec à divers projets-pilotes dans le passé, dont
22 certains devinrent des programmes officiels. On
23 peut nommer Éconologie, là, qui est maintenant
24 sous... qui est géré par le bureau d'efficacité.

25 Mais il faut le rappeler, les ménages à

1 faibles revenus payent par le biais de leur tarif
2 pour les mesures en efficacité énergétique et n'y
3 participent que rarement. Par exemple, pour la
4 cause tarifaire deux mille quatorze (2014), pour le
5 seul secteur résidentiel, les dépenses en
6 efficacité énergétique du Distributeur
7 représentaient environ cent cinquante millions de
8 dollars (150 M\$). Là j'inclus les actifs
9 réglementaires, les charges d'exploitation,
10 j'inclus tout. Soit environ trois pour cent (3 %)
11 du revenu requis de cinq milliards (5 G) pour le
12 secteur résidentiel.

13 Les ménages à faible revenu font aussi
14 souvent partie des quarante-cinq pour cent (45 %)
15 de locataires au Québec qui, eux aussi, payent via
16 leur tarif pour les mesures en efficacité
17 énergétique et malheureusement n'y participent pas
18 souvent à ces mesures. Ou je pourrais dire pas à la
19 hauteur de leur contribution.

20 Les cibles présentées par le Distributeur
21 impliquent des économies cumulatives en
22 additionnant année après année les économies qui
23 s'accumulent d'environ quarante térawattheures (40
24 Twh). Et nécessitent des dépenses ou
25 investissements supérieurs à un milliard (1 G)

1 facilement. Alors pour nous ça nous apparaît
2 primordial d'avoir une idée claire sur le rôle de
3 l'efficacité énergétique dans le domaine de
4 l'électricité avant de procéder à de telles
5 dépenses.

6 (12 h 01)

7 On peut mentionner que dans certaines
8 juridictions, on inclut les améliorations sur le
9 réseau de transport. Par exemple, quand on évite
10 des pertes sur le réseau de transport, on sait
11 qu'il y a des projets du Transporteur à cet effet-
12 là, et qui sont inclus dans l'atteinte des cibles
13 en efficacité énergétique dans le domaine de
14 l'électricité. Je rappellerais également qu'en ce
15 moment, bien pour, à partir de deux mille seize
16 (2016), là, il n'y a plus de cible précise pour le
17 Distributeur en tant que tel. Donc, devrait-il y en
18 avoir... lui, en mettre par lui-même ou ça devrait
19 peut-être faire partie d'une stratégie plus
20 globale.

21 Donc, dans le contexte aussi où les coûts
22 évités nous semblent mieux représentés par le prix
23 du patrimonial en hiver comme en été, avec une
24 prime de puissance, c'est un autre argument qui
25 fait en sorte qu'on trouve que les cibles proposées

1 par le Distributeur, on les trouve élevées. Donc
2 c'est pourquoi on vous a recommandé de ne retenir
3 que cinquante pour cent (50 %) des cibles
4 suggérées, à partir de deux mille quinze (2015) et
5 les années subséquentes.

6 Selon nous, une réflexion plus approfondie
7 s'impose sur l'efficacité énergétique. C'est
8 pourquoi on a proposé qu'à tout le moins, le
9 Distributeur présente des analyses économiques sur
10 ses intentions dans la prochaine cause tarifaire ou
11 ça pourrait être dans un autre forum, là, mais
12 c'est notre suggestion pour l'instant.

13 Donc, on a présenté aussi dans notre
14 mémoire des suggestions pour réviser la reprise des
15 livraisons de la centrale de TCE. Il me semble que
16 ça va en ligne avec les représentations du
17 Distributeur à l'effet qu'il cherche des moyens de
18 puissance en hiver situés dans la zone Québec. Ça,
19 ça serait pour le prochain plan.

20 Deux autres suggestions rapidement qu'on a
21 faites concernent le tarif DT. Là, il y a eu une
22 révision de la part du Distributeur à propos de
23 l'effacement. Donc, vraisemblablement, il faudrait
24 refaire une remise à jour du calibrage puis on
25 s'inquiète à l'effet que ce tarif soit toujours

1 rentable. Alors, ce n'est pas qu'on souhaite le
2 voir disparaître mais si c'est le cas, il faudrait
3 quand même en prendre compte dans nos prévisions.

4 Puis je terminerais avec l'appel au public,
5 là. Ça a été mentionné beaucoup. Pour nous, l'appel
6 au public peut faire partie dans un certain sens
7 de... ça se rapproche au moins conceptuellement aux
8 mesures d'efficacité énergétique. Celles envisagées
9 par le Distributeur par exemple font état de
10 sensibilisation de la population. Il me semble que
11 l'appel au public, c'est un peu dans la même veine.
12 On trouve étonnant, là, que le Distributeur ne
13 veuille pas inclure certains impacts de ça dans ses
14 prévisions alors qu'il suggère un peu de faire la
15 même chose en efficacité énergétique, là,
16 sensibiliser les gens, et caetera. Alors nous, on
17 est favorables, là, à la suggestion qui a été faite
18 par plusieurs intervenants d'inclure certaines
19 quantités, là, pour l'appel au public.

20 Puis on n'est pas dans la conception de
21 programmes ici mais on a pensé aussi à des
22 systèmes, là. Il y avait des systèmes d'alertes par
23 texto. Évidemment, pour nous, ça nous apparaît
24 bizarre d'utiliser ça seulement une fois aux trois
25 ans, là. Je pense qu'il y avait une crainte du

1 Distributeur que la clientèle, si on veut, ne
2 participe plus mais les gens normalement
3 s'inscrivent volontairement. Donc il pourrait à
4 tout le moins y avoir un système à deux vitesses,
5 là, un genre d'alerte jaune, alerte rouge, pour les
6 cas plus importants, mais bon, ça déborde un peu le
7 cadre du dossier, là. Je vais m'arrêter là.

8 Alors, voilà. C'était notre présentation.
9 Merci.

10 Q. **[113]** Je vous remercie, Monsieur Moisan-Plante.
11 J'ai oublié, au moment de l'adoption de votre
12 preuve, de vous demander s'il y avait des
13 modifications que vous vouliez y apporter. Est-ce
14 qu'il y avait une correction que vous vouliez
15 apporter à votre preuve?

16 R. Deux petites coquilles, les deux en page 9. On a,
17 c'est la pièce, c'est la preuve de UC, là, je n'ai
18 pas le numéro.

19 Q. **[114]** C-UC-0010.

20 R. C-UC-0010, à la page 9, on parle l'horizon,
21 deuxième paragraphe, dans ce qui est en gras, on
22 parle, pour chacune des années du plan, c'est deux
23 mille quatorze (2014) à deux mille vingt-trois
24 (2023), là, pas deux mille treize (2013). La même
25 erreur se reproduit dans le paragraphe suivant. On

1 parle de prévisions de croissance significative des
2 ventes aux alumineries à l'horizon deux mille
3 treize (2013). C'était évidemment deux mille vingt-
4 trois (2023).

5 Q. **[115]** Je vous remercie Monsieur Plante. Ça termine
6 la présentation de UC. Les témoins sont disponibles
7 pour contre-interrogatoire.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Merci Maître Sicard. Est-ce qu'il y a des
10 intervenants? Qui désire contre-interroger les
11 témoins de l'Union des consommateurs?

12 (12 h 07)

13 Il y a juste maître Neuman qui m'a fait
14 signe une minute. Je pense que c'était une minute
15 de questions.

16 Me ÉRIC FRASER :

17 C'est ça.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Oui.

20 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

21 Q. **[116]** Je ne sais pas quelle sera la durée de la
22 réponse mais la question sera courte.

23 Oui, bon, bonjour Messieurs, Dames,
24 Dominique Neuman pour SÉ/AQLPA. Sur la prévision de
25 la demande vous soulignez notamment, et je sais

1 bien que ce n'est pas le seul point que vous
2 soulignez pour invoquer le caractère sous-estimé de
3 la prévision de la demande moyenne, de la prévision
4 de référence, mais vous mentionnez notamment les
5 informations nouvelles qu'on a depuis le plan quant
6 à des politiques gouvernementales. Je voudrais
7 avoir votre opinion sur la chose suivante : on sait
8 que dans les causes tarifaires la règle c'est qu'on
9 se base sur la date de la prévision, qui est
10 généralement au mois d'avril de l'année précédant
11 l'année à fixer dans l'étude d'un dossier.
12 Maintenant, on est dans un dossier de plan
13 d'approvisionnement donc on a une prévision qui est
14 déposée, le plan est déposé vers le premier (1er)
15 novembre tous les trois ans; dans quelle mesure,
16 selon vous, est-ce qu'on doit, dans l'étude du plan
17 d'approvisionnement, se baser sur ce que l'on avait
18 comme information à l'époque du dépôt ou dans
19 quelle mesure est-ce qu'on doit prendre, au fur et
20 à mesure de l'évolution et de l'étude du dossier en
21 Régie, les informations nouvelles qui apparaissent.
22 Je voudrais un peu avoir votre opinion là-dessus au
23 niveau pragmatique, comment est-ce que vous voyez
24 les choses?
25

1 M. MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE :

2 R. Je peux vous indiquer une chose c'est que on fait
3 un plan sur trois ans, excusez-moi, la portée est
4 beaucoup plus grande. Pour moi, ça m'apparaît un
5 petit peu impensable si on parle de la politique
6 emploi, qu'il y a possiblement des impacts très
7 importants, dire ne pas la considérer parce qu'on,
8 disons, elle a été rendue publique peut-être un
9 mois après le dépôt des documents alors qu'on se
10 parle d'un plan sur trois ans.

11 La portée est plus longue par rapport à une
12 demande tarifaire, ça c'est un élément de réponse
13 sinon j'ai pas de, j'ai pas pour l'instant d'autres
14 réponses, une réponse plus poussée. Oui, un peu, si
15 je peux me paraphraser moi-même, quand on a des
16 éléments majeurs et structurels on devrait les
17 inclure.

18 Q. **[117]** O.K. Je vous remercie beaucoup. Merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci. Maître Fraser?

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

22 Q. **[118]** Bonjour Messieurs, Dames. Monsieur, Madame,
23 en fait. Monsieur Moisan-Plante vous avez témoigné
24 sur la prévision. Quelles sont vos connaissances
25 des types, en fait, quels sont les types de

1 méthodologie de prévision des ventes? Point
2 d'interrogation.

3 M. MARC-OLIVIER MOISAN-PLANTE :

4 R. Écoutez, moi je connais particulièrement bien les
5 modèles statistiques pour avoir étudié longtemps en
6 économie dans ma formation. J'ai une maîtrise, une
7 scolarité de doctorat en économie, les modèles
8 statistiques utilisés par le Distributeur ici, je
9 comprends de quoi il en retourne. Là, si d'autres
10 modèles utilisés ailleurs ou dans d'autres causes,
11 là...

12 Q. **[119]** O.K.

13 R. ... je ne peux pas vous renseigner là-dessus.

14 Q. **[120]** Avez-vous connaissance des méthodologies de
15 prévision économique utilisées par les autres
16 organismes du consensus?

17 R. Non, j'en n'ai pas pris connaissance.

18 Q. **[121]** Parfait. Je vous remercie, je n'ai pas
19 d'autres questions, Madame la Présidente.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci. Maître de Repentigny?

22 Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY :

23 Je n'ai pas de questions.

24 (12 h 13)

25

1 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

2 Q. **[122]** Pas de questions. J'aurais peut-être juste
3 une précision concernant votre demande à l'égard de
4 l'appel au public, juste pour bien comprendre. Ce
5 que vous proposez c'est que le Distributeur
6 considère cet appel-là, en fait, les économies de
7 puissance qui peuvent être rattachées aux appels au
8 public comme réduction pour la demande en puissance
9 et non pas comme un ajout dans le bilan en
10 puissance, donc le traitement, que le traitement
11 soit le même que pour l'efficacité énergétique qui
12 n'est pas...

13 Mme VIVIANE DE TILLY :

14 R. En fait, on considère que l'appel au public devrait
15 figurer comme un moyen de gestion de la demande
16 comme telle, qui viendrait réduire, qui serait un
17 outil dans le portefeuille de gestion de la demande
18 en pointe.

19 Q. **[123]** C'est bon. Je n'aurai pas d'autres questions.
20 On vous remercie pour votre témoignage. Maître
21 Sicard, est-ce que...

22 Me HÉLÈNE SICARD :

23 Pas de questions en réinterrogatoire.

24 DISCUSSION

25

1 LA PRÉSIDENTE :
2 C'est bien. Merci. Vous êtes libérés. Cela termine
3 la preuve de l'Union des consommateurs. Alors, on
4 va terminer l'audience maintenant pour aujourd'hui.
5 Maître Fraser, je n'ai pas fait un petit bilan,
6 mais est-ce qu'il reste des engagements? Je crois
7 que oui.
8 Me ÉRIC FRASER :
9 Il en reste un, je crois.
10 LA PRÉSIDENTE :
11 C'est l'engagement numéro 5?
12 Me ÉRIC FRASER :
13 5. Qui est en production.
14 LA PRÉSIDENTE :
15 O.K.
16 Me ÉRIC FRASER :
17 On devrait être bon pour le déposer. En fait, il
18 est en validation. Donc le plus rapidement
19 possible. Puis on vise d'ici la fin de la journée.
20 LA PRÉSIDENTE :
21 D'accord.
22 Me HÉLÈNE SICARD :
23 Et avant que vous ne quittiez pour cette fin de
24 semaine, et on vous souhaite une bonne Saint-Jean,
25 j'aimerais vous demander, un, si vous me

1 permettriez de plaider entièrement par écrit. Et
2 si, oui, à quel moment vous prévoyez maintenant les
3 plaidoiries et vous voudriez que la plaidoirie pour
4 tout le dossier soit déposée.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Je vous dirais jeudi matin. Là, si tout se déroule
7 bien, on devrait terminer les preuves mercredi, à
8 moins qu'il y ait un empêchement de la part d'un
9 intervenant. Mais on devrait être en mesure
10 d'entendre les preuves mercredi. Et on débiterait
11 les plaidoiries jeudi matin. À ce moment-là, il n'y
12 a aucune difficulté à ce que vous puissiez la
13 déposer par écrit. Je vous demanderais de la
14 déposer jeudi matin.

15 Me HÉLÈNE SICARD :

16 Je vous remercie.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 C'est bon.

19 Me ÉRIC FRASER :

20 Jeudi matin première heure. J'imagine qu'il y a une
21 directive qui va sortir, parce que, évidemment,
22 jeudi, il va falloir lire les plaidoiries écrites
23 s'il y en a d'autres qui rentrent. J'ai une petite
24 préoccupation parce que, moi, si je comprends bien,
25 Hydro-Québec va plaider mercredi.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 On pourrait vous donner l'opportunité...

3 Me ÉRIC FRASER :

4 Jeudi.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 ... de faire votre réplique vendredi matin, si vous
7 le jugez nécessaire.

8 Me HÉLÈNE SICARD :

9 En fait, c'est que c'est toujours utile de
10 disposer, mais avec le système électronique, on
11 peut déposer une plaidoirie écrite rapidement, mais
12 parfois, dépendant de la plaidoirie de mon confrère
13 qu'on aime écouter, on peut vouloir ajouter une
14 phrase ou deux de commentaires, pour ne pas dire
15 réplique, à ce qu'il pourrait avoir dit.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 O.K.

18 Me HÉLÈNE SICARD :

19 En autant qu'on a ce délai, on va s'efforcer de
20 déposer le plus rapidement possible. On comprend
21 qu'il doit...

22 Me ÉRIC FRASER :

23 Écoutez, ce que j'entends me plaît, Madame la
24 Présidente. Donc, si on plaide jeudi, qu'on a... Si
25 j'ai une soirée pour être capable de répliquer à

1 tout le monde, au moins, je peux m'assurer auprès
2 de mes clients de couvrir les éléments qui doivent
3 être couverts. Donc, à ce moment-là, on peut
4 recevoir les plaidoiries écrites dès le jeudi
5 matin, puis je vais être en mesure de les lire en
6 fin de journée, puis de les faire circuler. Ça me
7 va.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Excellent. Parfait. Peut-être tout de suite
10 vérifier. Je ne sais pas si les intervenants qui
11 présentent leur preuve mercredi prochain sont tous
12 présents et s'ils sont... en fait ceux qui étaient
13 prévus jeudi, sont en mesure de présenter leur
14 preuve mercredi sans problème.

15 Me STÉPHANIE LUSSIER :

16 Bonjour, Madame la Présidente, Madame la
17 Présidente, Monsieur le Régisseur. Stéphanie
18 Lussier pour l'ACEF de l'Outaouais. Effectivement,
19 j'ai communiqué avec les témoins pour qu'ils
20 puissent être présents ici mercredi avec la
21 perspective de la présentation de la preuve de
22 l'ACEF de l'Outaouais mercredi prochain.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Excellent.

25

1 Me STÉPHANIE LUSSIER :
2 C'est la planification que nous avons.
3 LA PRÉSIDENTE :
4 O.K. Merci beaucoup, Maître Lussier.
5 Me STÉPHANE NOBERT :
6 Bonjour. Maître Nobert pour l'AQPER. Moi, j'ai
7 communiqué avec eux aussi. Et à l'instant, je
8 commence un appel conférence avec les témoins pour
9 planifier ça. Donc, je pourrai... Mais,
10 normalement, il ne devrait pas y avoir de problème
11 pour mercredi.
12 LA PRÉSIDENTE :
13 D'accord.
14 Me STÉPHANE NOBERT :
15 S'il y a un problème, je vais communiquer avec...
16 LA PRÉSIDENTE :
17 O.K. Donc, peut-être juste à ce moment-là aviser...
18 Me STÉPHANE NOBERT :
19 Oui.
20 LA PRÉSIDENTE :
21 ... la Régie...
22 Me STÉPHANE NOBERT :
23 Le greffe.
24 LA PRÉSIDENTE :
25 ... des conclusions de votre entretien.

1 Me STÉPHANE NOBERT :

2 Merci.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 C'est bien. Merci.

5 Me DOMINIQUE NEUMAN :

6 Dominique Neuman pour SÉ/AQLPA. Je vous confirme

7 également que nous sommes prêts à procéder

8 mercredi. Et j'ai parlé à maître Nobert tout à

9 l'heure. Nous avions à une lettre antérieure

10 interverti à la demande de maître Nobert. Donc,

11 l'intervention fonctionne encore.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 D'accord. Excellent.

14 Me DOMINIQUE NEUMAN :

15 Et tel que convenu, je vais transmettre ma

16 plaidoirie sur les aspects chapitre 5 du mémoire de

17 l'AQCIE plus tard aujourd'hui par voie

18 électronique.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Il n'y a pas de difficulté. Vous auriez pu aussi

21 les présenter lors de votre plaidoirie. Mais si

22 vous voulez les déposer avant, il n'y a pas de

23 difficulté. Parce que vous n'aviez peut-être pas...

24 Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Je sais, mais je ne me sentais pas concerné.

1 LA PRÉSIDENTE :
2 ... à apporter des précisions.
3 Me DOMINIQUE NEUMAN :
4 Je ne me sentais pas concerné parce qu'il y
5 avait...
6 LA PRÉSIDENTE :
7 Ah, parce que vous êtes d'accord.
8 Me DOMINIQUE NEUMAN :
9 Si vous voulez me donner plus de temps pour la
10 semaine prochaine, il n'y a pas de problème.
11 LA PRÉSIDENTE :
12 Mais il n'y a pas de difficulté. C'est à votre
13 choix. Si vous voulez les déposer avant votre
14 plaidoirie orale ou si vous voulez l'intégrer à
15 votre plaidoirie orale, il n'y a pas aucune
16 difficulté. C'est bon.
17 Me DOMINIQUE NEUMAN :
18 Alors je vais voir, je vais évaluer si je le dépose
19 aujourd'hui ou si je me laisse...
20 LA PRÉSIDENTE :
21 Du temps.
22 Me DOMINIQUE NEUMAN :
23 Si je me laisse un petit peu de temps jusqu'à la
24 semaine prochaine. Merci.
25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Merci. Bon. Alors cela termine la présente
3 audience. Donc on vous souhaite un long, un bon
4 long week-end, une bonne Saint-Jean. Et on se
5 revoit mercredi matin à compter de neuf heures
6 (9 h). Merci.

7 AJOURNEMENT

8

9

10 SERMENT D'OFFICE :

11 Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
12 certifie sous mon serment d'office, que les pages
13 qui précèdent sont et contiennent la transcription
14 exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
15 moyen du sténomasque, le tout conformément à la
16 Loi.

17

18 ET J'AI SIGNE:

19

20

21

Sténographe officiel. 200569-7