

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT  
DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ  
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017

DOSSIER : R-3933-2015

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

AUDIENCE DU 17 DÉCEMBRE 2015

VOLUME 10

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ANNIE GARIÉPY  
procureure de la Régie;

REQUÉRANTE :

Me ÉRIC FRASER  
procureur de Hydro-Québec Distribution (HQD);

INTERVENANTS :

Me DENIS FALARDEAU  
procureur de l'Association coopérative d'économie  
familiale de Québec (ACEFQ);

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

Me ANDRÉ TURMEL  
Me ÉMILIE BUNDOCK  
procureurs de la Fédération canadienne de  
l'entreprise indépendante (FCEI);

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

Me ÉRIC DAVID  
procureur de Option consommateurs (OC);

Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD  
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);

Me MARTINE BURELLE  
procureure de l'Union des municipalités du Québec  
(UMQ);

Me MARIE-ANDRÉE HOTTE  
procureure de Union des producteurs agricoles  
(UPA).

TABLE DES MATIERES

	PAGE
PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL	5
PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET	31
PLAIDOIRIE PAR Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD	51
PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	87
RÉPLIQUE PAR Me ÉRIC FRASER	144

1 L'AN DEUX MILLE QUINZE (2015), ce dix-septième  
2 (17e) jour du mois de décembre :

3

4 LA GREFFIÈRE :

5 Protocole d'ouverture. Audience du dix-sept (17)  
6 décembre deux mille quinze (2015), dossier R-3933-  
7 2015, demande relative à l'établissement des tarifs  
8 d'électricité de l'année tarifaire deux mille seize  
9 -deux mille dix-sept (2016-2017). Poursuite de  
10 l'audience.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Bon matin. Maître Turmel pour la FCEI.

13 PLAIDOIRIE PAR Me ANDRÉ TURMEL :

14 Bonjour, Madame la Présidente; bonjour aux  
15 régisseurs. André Turmel pour la FCEI, en ce jeudi  
16 matin pas guilleret mais gris, mais quand même qui  
17 nous rapproche des Fêtes. Alors, j'ai passé... Je  
18 viens de déposer un plan d'argumentation. Cette  
19 fois-ci, je ne ferai pas nouveauté, mais c'est un  
20 plan à idées, donc un plan sur deux pages, mais qui  
21 résume ce que je veux vous dire aujourd'hui. Ça va  
22 faire changement un peu, là, des dernières années  
23 où on en dépose des plus longs, des plus courts ou  
24 pas du tout. Mais celui-ci, je pense, devrait faire  
25 oeuvre utile.

1                   Donc, j'entends discuter avec vous  
2 aujourd'hui de trois grandes... bien, trois  
3 thématiques. Bon. Ma présentation un peu sur le  
4 contexte qui est toujours important, regarder les  
5 éléments de la preuve de la FCEI telle que rédigée  
6 et telle qu'à l'audience, avec ce qu'on a appris,  
7 et surtout revenir sur quatre sujets qui ont capté  
8 notre attention, et on sait, votre attention en ce  
9 qui nous concerne. Il y a d'autres sujets sur  
10 lesquels on ne s'est pas nécessairement prononcé,  
11 mais sur lesquels on pourrait revenir si on nous  
12 demande d'y revenir.

13                   Donc, le contexte dans le présent dossier,  
14 Madame la Présidente, est important. J'ai identifié  
15 cinq questions, j'allais dire d'actualité. Et la  
16 première, je l'intitule « l'efficiencia à bout de  
17 souffle? ». Et, là, quand je vous dis « À bout de  
18 souffle », c'est un film, oui, la nouvelle vague  
19 Godard. J'ai gardais mes commentaires ce matin,  
20 parce que si on m'interrogeait, ici on est toujours  
21 intéressé à nos références culturelles. Alors, oui,  
22 à bout de souffle.

23                   Est-ce que, selon ce qu'HQD semble nous  
24 laisser croire, ils ont tellement travaillé fort  
25 qu'il faudrait ralentir, lever le pied comme on

1 dit? HQD dans sa plaidoirie hier parlait d'un  
2 tournant en matière d'efficience. C'est ce que  
3 maître Fraser nous a dit hier matin. Mais en même  
4 temps, HQD semble, entre guillemets, gonfler ou  
5 grossir un peu plus quant à nous ce qu'il a fait à  
6 cet égard.

7 Hier, et on ne sait pas pourquoi, maître  
8 Fraser parlait de trois cent quatre-vingt-dix-huit  
9 millions de dollars (398 M\$) d'efficience depuis  
10 deux mille huit (2008). C'est ce que j'ai lu aux  
11 notes sténographiques. Pourtant, dans la preuve  
12 écrite, HQD-2, Document 1, tableau 1, HQD parle  
13 plutôt de cent quatre-vingt-quinze millions  
14 (195 M\$) pour la même période. Alors, on était un  
15 peu... Là, on se posait la question peut-être de la  
16 comparabilité des chiffres.

17 Notre évaluation pour la FCEI, c'est plutôt  
18 de l'ordre de cent millions (100 M\$) depuis cette  
19 période. Et je vous renvoie à cet égard à la preuve  
20 écrite de la FCEI, tableau 2 de la preuve de FCEI,  
21 donc page 12. Ce qui me fait dire que, bon, sur les  
22 chiffres, on a peut-être une perspective  
23 différente. Mais il faut être prudent avec la  
24 notion de dire, mon efficience est meilleure que la  
25 tienne ou, bon. Là-dessus, tout est question de

1 perspective.

2 Mais plus sérieusement, en grossissant le  
3 trait, c'est sûr que c'est plus aisé de dire que  
4 c'est la fin de l'histoire. Et là encore là, j'ai  
5 dit, ah, la fin de l'histoire, ça me rappelle  
6 quelque chose. Alors Francis Fukuyama en quatre-  
7 vingt-neuf (89) disait : « La fin de l'histoire. »  
8 Il n'y en aura plus de progression, c'est la fin de  
9 la guerre froide, il n'y a plus rien qui va se  
10 produire. C'est vrai qu'à l'époque, quand j'étais  
11 étudiant en droit, on disait, ah mon Dieu, c'est  
12 séduisant. Mais l'histoire récente a démontré qu'il  
13 y avait toujours une nouvelle histoire qui  
14 débutait.

15 Tout ça pour vous dire que, et ça relance  
16 un peu la question que maître Rozon posait à  
17 monsieur Gosselin : Oui, mais ils en ont fait pas  
18 mal d'efficience, ils ne sont pas arrivé à -et  
19 j'ouvre les guillemets- « un seuil critique ».  
20 C'est une question tout à fait légitime,  
21 pertinente. Et, là, je vous invite à relire... Je  
22 pense, les propos pertinents de monsieur Gosselin à  
23 l'égard de, bon, la productivité, quoi qu'on dise,  
24 quoi qu'on fasse, on vise toujours à en trouver,  
25 les nouvelles technologies sont là, elles



1 accroissent le moyen de rendre les services.

2 En tout cas, c'est ce qu'on voit depuis  
3 cinquante (50) ans. Il n'a pas raison de croire que  
4 ça va stopper cette année pour les vingt (20)  
5 prochaines années. Donc, c'est pour ça que la FCEI,  
6 malgré tout, maintient sa proposition du un point  
7 cinq pour cent (1,5 %) d'efficience qui vous a été  
8 suggéré.

9 Maintenant, parlons de deuxième idée, dans  
10 le contexte, bon, de l'acuité des prévisions en  
11 général et des prévisions de revenus.

12 (9 h 08)

13 La FCEI reconnaît que cette question est un  
14 sport dangereux parce que, dans les faits, personne  
15 ne gagne jamais à ça, à ce jeu de prévision-là.  
16 Reconnaisant ces difficultés, la FCEI note quand  
17 même une ouverture chez le Distributeur. La réponse  
18 au problème de justesse des prévisions, c'est de  
19 travailler surtout sur les méthodes pour atténuer  
20 l'impact de ces écarts de prévisions sur les  
21 consommateurs. C'est ce que, nous, on recherche. On  
22 est convaincu également que c'est ce que recherche  
23 la Régie.

24 C'est un peu comme l'efficience, c'est une  
25 quête incessante, mais que l'on ne peut abandonner

1 malgré tout. Alors, je vais revenir sur cette  
2 question un peu plus tard dans mon énoncé, ma  
3 présentation.

4 Troisième point : questions légitimes sur  
5 les coûts. Parfois, on a l'impression qu'en  
6 audience on prend beaucoup de temps pour tourner  
7 sur les coûts, mais c'est parce que souvent on  
8 prend du temps sur les points pour lesquels on juge  
9 qu'on n'a pas eu de réponses satisfaisantes dans la  
10 période écrite.

11 Mais, depuis quelques années, la FCEI a  
12 produit, dans ses mémoires, un peu un style de  
13 recommandations en disant, bien, nous, on a cherché  
14 à creuser et il y a un trou noir à l'égard de  
15 quatre, cinq, six idées et, comme on n'a pas de  
16 réponse claire, bien on propose de couper. Alors,  
17 parfois ça fait des chiffres importants.

18 Quand on lit le mémoire, on dit « ah! Mon  
19 Dieu, ils proposent des dizaines de millions ».  
20 Mais, après ça, quand on est satisfait ou pas, on  
21 maintient... on maintient la recommandation ou on  
22 la... on la... pas « on la détruit » mais on la  
23 retire. Alors, cela fait partie du jeu des échanges  
24 auquel croit la FCEI et encore là l'audience est  
25 utile à cet égard. Et je vais revenir là-dessus sur

1           cette question-là.

2                       Questions légitimes sur les achats  
3           d'électricité. Effectivement, je pense qu'on a bien  
4           saisi que le dossier tarifaire d'HQD, ce n'est pas  
5           le dossier du plan d'approvisionnement. Je suis  
6           tout à fait d'accord avec les décisions que vous  
7           avez rendues dans le dossier. Mais, les coûts  
8           associés à ça ont... c'est le bon dossier  
9           certainement. Et les coûts associés, je pense aux  
10          événements des quatre (4), cinq (5) décembre, même  
11          de l'aveu même de HQD, il fallait comprendre parce  
12          que c'était... T'sais, évidemment, les événements  
13          imprévus sur le réseau de transport, ce n'est pas  
14          de leur faute bien sûr, mais on est quand même  
15          légitimé à poser des questions sur les coûts et les  
16          coûts requis pour parer à cet événement qui ne  
17          vient pas de HQD, mais qui vient de HQT ou qui  
18          affecte HQT.

19                     D'ailleurs, et là-dessus, c'est en remarque  
20          préliminaire, c'est que l'information qui a été  
21          produite dans le dossier là-dessus, en tout cas,  
22          quant à nous, a été très très, je dirais, utile et  
23          pédagogique. Et j'espère que la Régie va demander à  
24          Hydro-Québec de maintenir le dépôt de cette  
25          information-là. Ils vont peut-être trouver « ah!

1 Oui, mais on va encore faire... » Bien, non.

2 Quand on sait que ce n'est pas du plan  
3 d'appro, mais qu'on regarde les coûts et on  
4 comprend, je pense que là il y aura un  
5 accroissement de la transparence qui serait, et  
6 vous le recommande, utile de maintenir parce que ça  
7 peut même éviter bien des questions dans les futurs  
8 dossiers tarifaires de HQD. Ça nous aide vraiment à  
9 saisir comment HQD travaille puis travaille bien  
10 parfois ou travaille moins bien, mais c'est normal.

11 Une dernière question que je voulais  
12 aborder avec vous en contexte, je l'ai intitulée :  
13 « Le partage des responsabilités quant à  
14 l'allégement réglementaire ».

15 Donc, depuis quelques années, la Régie...  
16 bien, l'allégement réglementaire est sur toutes les  
17 lèvres et c'est normal et c'est légitime. Et  
18 souvent, la plupart du temps, c'est par la voie de  
19 la Régie qui elle recherche des méthodes plus  
20 productives, plus efficaces, c'est correct.

21 Parfois, ça peut venir du Distributeur qui  
22 recherche pour lui des façons de désalourdir son  
23 fardeau, c'est correct aussi, on ne peut pas lui en  
24 vouloir. Mais, plus rarement, ça peut venir des  
25 intervenants. Et ce que je vous demande

1           aujourd'hui, c'est d'être ouverts aux  
2           recommandations qui portent sur l'allégement  
3           réglementaire quand elles proviennent des  
4           intervenants parce qu'il n'y en a pas souvent qu'on  
5           vous fait et ne sont peut-être pas parfaites, elles  
6           sont certainement perfectibles.

7                        Mais, dans ce cas-ci, il y a au moins deux  
8           recommandations, et je vais y revenir, que l'on  
9           vous fait qui, quant à nous, sont de l'allégement  
10          réglementaire et auraient intérêt à être appréciées  
11          à leur juste valeur, même si elles ne sont pas  
12          parfaites, mais au moins lancer l'idée.

13                       Alors, ça me permet donc d'aborder la  
14          deuxième section portant sur la preuve.

15                       2.1, dans les faits, c'est simplement pour  
16          dire qu'à l'égard du mémoire de la FCEI, alors nous  
17          réitérons tout ce qui est dans le mémoire écrit,  
18          sauf ce que nous avons retiré à l'audience. On l'a  
19          simplement mis ici pour référence.

20                       Donc, la question des... en lien avec la  
21          preuve, donc la section 4.1.2 de la preuve écrite  
22          qui portait sur l'analyse spécifique de certains  
23          postes de dépenses, il y en avait trois : les  
24          autres primes; courrier, messagerie et services  
25          professionnels qui avaient une valeur, donc autour

1 de neuf millions (9 M\$), donc celui-ci est retiré  
2 de notre recommandation.

3 (9 h 13)

4 Tout comme la section 4.2 de la preuve  
5 écrite de la FCEI qui portait sur le budget relatif  
6 aux éléments spécifiques et activités de base aux  
7 facteurs d'indexation particuliers. Dans ce cas-là,  
8 c'était l'inspection et le retrait... retraitement  
9 des poteaux, il y en avait pour un point huit  
10 million (1.8 M\$), alors cette recommandation-là,  
11 elle est retirée, donc ce qui nous fait neuf (9)  
12 plus un point huit (1.8), dix point huit millions  
13 (10.8 M\$) à... bien, que l'on reconnaît, en tout  
14 cas, pour lequel on n'a plus de difficulté sur  
15 cette question.

16 Alors donc, je reviens un peu, je dirais,  
17 au coeur, là, un peu plus substantif de notre  
18 intervention. Quatre sujets qui ont un peu plus  
19 attiré notre attention. Bon, la création d'un  
20 compte d'écarts sur le revenu net des achats,  
21 finalement, quand la Régie rend ses décisions, nous  
22 aussi, on les lit, on les lit avec attention puis,  
23 quand elle dit qu'il manque de la preuve ou qu'il  
24 faut revenir, bien... ou qu'il faut faire une  
25 preuve par A plus B plus C, on essaie d'y répondre.

1 Alors, l'an passé donc, dans la décision D-2014-  
2 037, sur la question du compte des écarts... de  
3 compte d'écarts sur le revenu net des achats, vous  
4 aviez jugé que les bénéfiques reliés à la mise en  
5 place d'un tel compte n'étaient pas prouvés ou  
6 démontrés. La preuve de la FCEI en a identifié au  
7 moins quatre et un cinquième à l'audience. Et, sauf  
8 erreur, qui n'a pas été battu en brèche par le  
9 Distributeur, maître Fraser n'en a pas parlé hier,  
10 et je pense que... me semble-t-il, de mémoire, la  
11 DDR-5 ou 6... ou 4 ou 5... 5 ou 6, à une question  
12 de la Régie, ils se sont montrés ouverts sur la  
13 question. Donc, on pensait monter au créneau, faire  
14 un combat là-dessus, parfois, écoute, même... il y  
15 a peut-être là une réponse qui, en tout cas, serait  
16 heureuse. Mais, en même temps, et ça fait suite à  
17 la question de maître Legault à monsieur Gosselin,  
18 effectivement le... ce n'est pas parce qu'on fait  
19 un compte d'écarts, tout ça, qu'on va isoler...  
20 qu'on pourrait faire disparaître la question des  
21 suivis quant aux autres écarts. Alors, il y a  
22 certainement moyen de garder l'information que l'on  
23 avait, notamment aux aléas climatiques,  
24 température... - en tout cas, je pense aléas  
25 climatiques ou température, je n'ai pas le nom

1 exact - tout en instaurant ce compte d'écart sur  
2 le revenu net des achats.

3           Là c'était mon premier « punch »,  
4 allègement réglementaire. Ça en sera parce qu'en  
5 fournissant ces informations-là, ça va atténuer les  
6 questions... ça devrait atténuer les questions.  
7 Quoique certains disent que quand... plus on  
8 fournit de l'information plus il y a d'autres  
9 questions. C'est comme une hydre, on coupe puis ça  
10 repousse, là, mais... il y a toujours des nouvelles  
11 branches. On verra. Alors donc, finalement, il n'y  
12 a peut-être plus de... en tout cas avec HQD, là-  
13 dessus, de difficulté de compte d'écart. Espérons  
14 que la Régie est convaincue ou sera convaincue  
15 cette fois-ci.

16           Bon. Sur l'efficacité. Bien, sur  
17 l'efficacité, je réitère ce que j'ai dit d'entrée  
18 de jeu. Vraiment parce que, pour faire une autre  
19 analogie, HQD nous dit : « Je me suis tellement  
20 entraînée... j'ai tellement travaillé fort pour  
21 l'efficacité dans les dernières années que  
22 maintenant je peux me reposer sur mes lauriers  
23 réglementaires. » Nous disons plutôt que, si HQD  
24 est devenue l'athlète superbe qu'ils nous disent,  
25 bien, il faut garder la forme, il faut garder... il



1           faut rester à son haut niveau. Il ne faut pas  
2           retourner au temps des ligues mineures ou des...  
3           j'allais dire, aux Jeux du Québec ou à l'époque...  
4           Bref, ils se sont élevés, pourquoi redescendre?  
5           Alors, se maintenir en forme. C'est une image mais,  
6           l'idée, je pense que... ce que je voulais vous  
7           passer comme information. Je me rends compte que  
8           j'avais parlé beaucoup d'efficience au début, donc  
9           c'est un peu... donc, notre recommandation demeure  
10          la même, un point cinq pour cent (1.5 %).

11                    La rémunération du travail hors audience.  
12          Durant l'audience, on peut-être... à un moment  
13          donné, on a pensé que la Régie, peut-être, ne  
14          comprendait pas ce qu'on voulait faire et ça me  
15          permet de vous dire ce que... dans un premier  
16          temps, ce que la proposition ne fait pas. Un, elle  
17          ne veut pas rémunérer une madame Hébert ou un  
18          monsieur Gaudrault ou... un employé de la FCEI ou  
19          un employé d'un intervenant; non, ce n'est pas ça.  
20          Elle n'est pas là pour payer des honoraires de  
21          procureurs, parce que les procureurs ne participent  
22          pas... ou rarement, là, il y a rarement des  
23          questions juridiques réglementaires. Elle est là de  
24          manière ad hoc, si nécessaire, si... parce que  
25          quand... pour avoir été informé, dans le cas de la

1 FCEI, de plusieurs rencontres pertinentes ou HQ  
2 était avec... arrivait avec ses représentants mais  
3 avec, évidemment, les personnes de HQ qui  
4 connaissent son dossier, qui sont un peu les  
5 experts techniques, ingénieurs ou tout ça et, face  
6 à eux, ils avaient... madame Hébert ou monsieur  
7 Gaudrault, qui sont des porte-parole des... alors,  
8 ils n'ont pas... alors, parfois ils ont besoin de  
9 monsieur Gosselin ou d'une autre madame... en tout  
10 cas, je pense que vous comprenez l'idée. Ce que  
11 l'on souhaite c'est peut-être amorcer la réflexion,  
12 je sais que la Régie laisse entendre qu'il y aura  
13 peut-être un générique sur les frais... bien, on ne  
14 sait pas mais, en tout cas, la question est posée.

15 (9 h 18)

16 Et peut-être que dans la grande réflexion des Frais  
17 avec un « F » majuscule, si on ne vous a pas  
18 convaincu là, peut-être qu'on va revenir l'année  
19 prochaine pour un dossier ou peut-être dans  
20 d'autres dossiers, mais il me semble qu'on est  
21 arrivé à un moment où les intervenants qui sont  
22 responsables devant la Régie sont certainement  
23 capables d'identifier avec le Distributeur des  
24 enjeux techniques qui peuvent être discutés à  
25 l'audience. Tout cela sous le contrôle et la

1 reddition de comptes de la Régie sur des montants  
2 « capées », des mon... « capés », des montants,  
3 pardon, plafonnés, qui permettent d'avancer.

4 Et quand HQD va vous dire : bien, on a  
5 passé trois réunions avec l'association de  
6 consommateurs Y ou Z sur un point technique qui les  
7 concerne, c'était compliqué tout ça, mais on a  
8 avancé et on vous le présente. Bien... c'est parce  
9 que parfois ils peuvent faire ça, HQD, avec la  
10 bonne volonté et le bénévolat des associations,  
11 mais parfois ces associations-là ont besoin de  
12 ressources. Bref, je pense que vous saisissez  
13 l'idée. Elle n'est peut-être pas parfaite, la  
14 proposition de la FCEI, mais on pense qu'elle a du  
15 mérite quant au fond.

16 Maintenant, le coût des approvisionnements  
17 des quatre (4) et cinq (5) décembre. On a... on a  
18 mieux compris à l'audience, bien ce qui s'est passé  
19 et comment le Distributeur a agi les quatre (4) et  
20 cinq (5) décembre avec les informations et les  
21 tableaux détaillés. Mais ce qui ne nous rentre pas  
22 dans la tête, Madame la Présidente, c'est : on nous  
23 dit que HQT ne peut transporter d'énergie  
24 patrimoniale de HQP suite à un événement réseau -  
25 l'événement réseau il est là, il est indiscutable -

1           mais est en mesure de transporter de l'énergie  
2           post-patrimoniale de HQP. On n'a pas encore  
3           compris, peut-être que quelqu'un va nous dire :  
4           non, mais vous n'avez pas compris, Maître Turmel,  
5           l'explication elle est là aux notes  
6           sténographiques. Ça ne me rentre pas dans la tête.  
7           La question qui se pose c'est... c'est le coût  
8           d'acquisition post-patrimonial qui est acquis en  
9           utilisant le réseau de transport de HQT, alors  
10          qu'au même moment on nous dit que le réseau de HQT  
11          ne peut pas livrer le patrimonial.

12                        Il y a comme... t'sais, électron pour  
13           électron il y a comme pour nous un - excusez-moi le  
14           jeu de mots - disconnect. On a de la difficulté  
15           à... et là, je ne suis pas dans le... on a quitté  
16           le... et on a lu le Décret, les ententes et... et  
17           je ne fais pas un argument juridique, mais en même  
18           temps HQD subit le contrecoup monétaire de  
19           l'événement transport. Mais il semble que HQP n'en  
20           subisse aucun. En tout cas, il n'est pas en preuve,  
21           on ne nous a pas dit... il semble que HPQ n'en  
22           subisse aucun, car il est remboursé au prix  
23           quasi... équivalent ou quasi équivalent de ses  
24           exportations interrompues.

25                        Monsieur Zayat nous a dit, de mémoire, là,

1 que les exportations que HQP a annulées sur le  
2 marché américain ont été honorées par des achats  
3 sur le marché directement aux États-Unis. C'est ce  
4 qu'on a retenu. Alors on se dit : bien le coût de  
5 dix point cinq millions (10,5 M\$) additionnels par  
6 rapport au coût moyen, pourquoi devrait-il être  
7 assumé par les consommateurs, quand HQP a une  
8 obligation? Quand t'as une obligation de fournir le  
9 patrimonial, bien t'as une obligation de fournir le  
10 patrimonial puis si tu ne peux pas, habituellement  
11 tu t'organises pour le fournir à un prix X, mais  
12 t'assumes le prix.

13 Et là, pourquoi c'est l'acheteur qui  
14 assumerait le prix? Ça, j'ai pas vu nulle part une  
15 indication. Puis je ne demande qu'à ce qu'on me le  
16 pointe, là. Pourquoi ce serait aux consommateurs de  
17 HQD d'assumer ce coût-là? Écoutez, l'événement de  
18 transport, on va dire que c'est de la Baie-James,  
19 O.K., d'accord, la ligne de la Baie-James. HQD a  
20 trouvé d'autres moyens pour faire en sorte que HQP  
21 livre, utilisant du groupe transport et du  
22 patrimonial. O.K. Mais pourquoi ce surcoût-là est-  
23 il passé aux consommateurs? J'essaie de comprendre  
24 l'origine, la source ça et je ne la vois pas.

25 Et si cette journée-là, le quatre (4) ou

1 cinq (5) décembre, HQP n'avait pas eu de ventes  
2 prévues sur les marchés externes, donc HQP aurait  
3 livré la même énergie en patrimonial, donc on  
4 aurait payé moins cher. Donc c'est parce que HQP  
5 avait... avait des... des... voyons, des ventes  
6 cette journée-là fixées à un prix X, qu'on nous  
7 ferait payer ce prix X-là. Mais pourquoi c'est aux  
8 consommateurs d'assumer ce coût-là? On n'a pas de  
9 réponse à ça. Et en l'absence de réponse à ça on  
10 vous dit : bien, on ne devrait pas payer ce  
11 surcoût.

12 (9 h 24)

13 Alors donc, ça résume un peu les principales idées  
14 qu'on voulait échanger avec vous ce matin. Si vous  
15 avez des questions, on est disponible et disposé à  
16 y répondre.

17 Je vous remercie de votre écoute.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Merci, Maître Turmel. Est-ce qu'il y a question  
20 pour maître Turmel. Maître Rozon.

21 Me LOUISE ROZON :

22 Oui. Louise Rozon. Maître Turmel, bonjour.

23 Me ANDRÉ TURMEL :

24 Bonjour.

25

1 Me LOUISE ROZON :

2 Une précision. Tout d'abord, quand vous avez  
3 mentionné que, à la page 12 de votre mémoire, il  
4 était davantage question d'efficience de cent  
5 millions (100 M\$). Je suis allée voir.

6 Me ANDRÉ TURMEL :

7 Oui.

8 Me LOUISE ROZON :

9 Et là, on parle de, en fait, ce qu'on dit, bon,  
10 c'est qu'à partir des données réelles de deux mille  
11 douze (2012), en fait c'est entre deux mille douze  
12 (2012) et deux mille quatorze (2014) que le cent  
13 millions (100 M\$) est rattaché, d'efficience.

14 Me ANDRÉ TURMEL :

15 Oui, et non pas deux mille huit (2008).

16 Me LOUISE ROZON :

17 Et non pas deux mille huit (2008).

18 Me ANDRÉ TURMEL :

19 Il y avait-tu deux mille huit (2008)?

20 Me LOUISE ROZON :

21 Oui

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 Vous avez raison. O.K.

24 Me LOUISE ROZON :

25 J'ai raison. C'est bon.

1 Me ANDRÉ TURMEL :  
2 C'est exact. C'est un saut. Voilà.  
3 Me LOUISE ROZON :  
4 Oui. Donc, de deux mille huit (2008), le trois cent  
5 quatre-vingt-dix-huit millions (398 M\$).  
6 Me ANDRÉ TURMEL :  
7 Bien, encore là, maître Fraser, hier, a parlé de  
8 trois cent quatre-vingt-quinze millions (395 M\$) et  
9 dans la preuve d'HQD, attendez un instant, je vous  
10 envoie, là, c'est dans HQD-2, Document 1, tableau  
11 1, cent quatre-vingt-quinze millions (195 M\$).  
12 Alors on me corrigera, mais c'est ce qu'on avait,  
13 plus ou moins.  
14 Me LOUISE ROZON :  
15 Peut-être en réplique il pourra.  
16 Me ANDRÉ TURMEL :  
17 Oui, c'est ça, tout à fait.  
18 Me LOUISE ROZON :  
19 Moi, c'était plus le cent millions (100 M\$), là,  
20 que je voulais...  
21 Me ANDRÉ TURMEL :  
22 Oui. O.K.  
23 Me LOUISE ROZON :  
24 ... je voulais apporter une petite...  
25



1 Me ANDRÉ TURMEL :  
2 Notre cent millions (100 M\$) était sur une plus  
3 courte période, vous avez raison.  
4 Me LOUISE ROZON :  
5 Deux mille douze-deux mille quatorze (2012-2014).  
6 Me ANDRÉ TURMEL :  
7 Oui, oui.  
8 Me LOUISE ROZON :  
9 O.K. En ce qui a trait aux coûts  
10 d'approvisionnement liés aux quatre (4) et cinq (5)  
11 décembre deux mille quatorze (2014).  
12 Me ANDRÉ TURMEL :  
13 Oui.  
14 Me LOUISE ROZON :  
15 Vous avez mentionné un coût de dix point cinq  
16 millions (10,5 M\$). Ça vient d'où?  
17 Me ANDRÉ TURMEL :  
18 Oui, c'est dans la preuve.  
19 Me LOUISE ROZON :  
20 O.K.  
21 Me ANDRÉ TURMEL :  
22 La preuve écrite. Je vous envoie à la page, bien  
23 c'est une évaluation, donc pages 7, 8 et 9, à  
24 partir des coûts moyens de la période, si je  
25 comprends bien, là, le texte. Oui, il y a eu un

1       prix, soixante-deux dollars (62 \$) le mégawattheure  
2       entre le six (6) décembre et le trente et un (31)  
3       décembre. Et là, je suis en bas de la page 8.

4                Sur la base de cette information, il  
5                est difficile de voir comment le  
6                Distributeur aurait raisonnablement pu  
7                croire à ce moment qu'il était plus  
8                avantageux pour les consommateurs de  
9                favoriser des achats à court terme à  
10              200,75 \$/MWh plutôt que d'utiliser  
11              l'électricité patrimoniale à moins de  
12              30 \$/MWh.

13              En supposant que cette vente ait été  
14              livrée en tant qu'énergie patrimoniale  
15              et que le Distributeur ait acquis une  
16              quantité équivalente d'électricité  
17              postpatrimoniale entre le 6 et le 31  
18              décembre, la FCEI estime que cette  
19              électricité aurait été acquise à un  
20              prix moyen de 62 \$/MWh.

21       Me LOUISE ROZON :

22       O.K.

23       Me ANDRÉ TURMEL :

24              Ce faisant, le Distributeur aurait  
25              réalisé une économie d'environ 10,5 M\$

1 sur ses coûts d'approvisionnement de  
2 2014.

3 Ça vient de là.

4 Me LOUISE ROZON :

5 O.K. C'est bon. On comprend votre questionnement  
6 par rapport au fait de comprendre qu'est-ce qui a  
7 pu se passer cette journée-là et pourquoi le  
8 Producteur a été en mesure de livrer de l'énergie  
9 postpatrimoniale et pas de l'énergie patrimoniale.

10 Me ANDRÉ TURMEL :

11 Oui.

12 Me LOUISE ROZON :

13 Il est arrivé dans le passé que la Régie propose  
14 des rencontres techniques sur certains sujets,  
15 comme ça a été fait pour les méthodes de prévision  
16 des ventes. Est-ce que, selon vous, il serait  
17 approprié, pour aider les intervenants et la Régie  
18 aussi à comprendre ce genre d'opérations qui  
19 doivent être suivies par le Distributeur dans des  
20 situations comme celle-là ou autres, pourraient  
21 être bénéfiques?

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 Certainement. Certainement. Certainement. Mais ça  
24 me permet de vous dire que, hier, maître Fraser  
25 parlait, citait l'article 42.1 ou 41.2 des Tarifs

1 d'HQT. On comprend la logique, là, quand il y a une  
2 contrainte réseau, une difficulté sur le réseau  
3 puis une réallocation au prorata. On comprend ça.  
4 Et ça, on pense le comprendre, mais c'est pas là la  
5 question qu'on vous pose. En tout cas, la réponse  
6 ne se retrouve pas dans ce qu'on vous a donné.

7 Le coût, pourquoi, donc je ne veux pas  
8 répéter, là. Mais, un, oui à votre question. Et,  
9 deux, je ne pense pas que la réponse se trouve dans  
10 les articles des Tarifs d'HQT. Ça vient expliquer,  
11 c'est la mécanique post-événement qui est  
12 clairement exprimée, que l'on comprend.

13 Mais le questionnement, nous, ce matin  
14 c'est en amont. Pourquoi les consommateurs paient-  
15 ils pour un contrat d'HQP, équivalent du contrat  
16 HQP, interrompu aux États-Unis? Voilà.

17 (9 H 29)

18 Me LOUISE ROZON :

19 Et une dernière question en ce qui a trait aux  
20 demandes que vous faites en vue d'alléger  
21 éventuellement...

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 Oui.

24 Me LOUISE ROZON :

25 ... le processus réglementaire. Quand vous dites,

1           sous la supervision de la Régie, que les rencontres  
2           pourraient avoir lieu, ça veut dire quoi  
3           concrètement?

4           Me ANDRÉ TURMEL :

5           J'ai peut-être... je me suis mal exprimé. Donc,  
6           sous la supervision de la Régie, dans ce sens que  
7           je cherche le moyen et ce n'est peut-être pas  
8           écrit. C'est que peut-être que dans le cadre d'une  
9           demande d'intervention, le Distributeur... Parce  
10          que souvent on est arrivé dans une demande  
11          d'intervention, les intervenants, on dit « bien  
12          nous, on voit les sujets A, B, C, D. » Finalement,  
13          la Régie « bien, A, B, C, ça va, mais D, c'est trop  
14          pointu ou ce n'est pas le temps. »

15                   Alors, fort de ça, t'sais, ça pourrait être  
16          comme un régime... un régime où on envoie... pas  
17          dans la voie d'évitement, mais dans la voie de  
18          « parlez-vous », entre guillemets.

19          Me LOUISE ROZON :

20          Hum, hum.

21          Me ANDRÉ TURMEL :

22          ... ça pourrait être ça. Parce qu'il est utile que  
23          la Régie suive les sujets qui sont discutés hors  
24          audience, clairement, qu'il y ait une liste, puis  
25          qu'à un moment donné, après un an, on dit « wow!

1           Finalement, vous en êtes où? » t'sais, et que  
2           donc...

3                       Et ultimement, dans... aux fins de déposer  
4           ensuite, quand les rencontres ont eu lieu, bien,  
5           via un mécanisme simple de dépôt de factures, que  
6           la Régie ait une autorisation ultime, clairement.  
7           Alors, l'idée, c'est de garder la Régie dans le  
8           portrait, mais de permettre un échange hors  
9           audience qui n'est pas les séances de consultation  
10          que la Régie, par ailleurs, peut... t'sais, des  
11          séances à mille... t'sais, mille et quelques  
12          dollars, ça, c'est une chose...

13          Me LOUISE ROZON :

14          Hum, hum.

15          Me ANDRÉ TURMEL :

16          ... qui reste, qui est utile, mais... Bref, il faut  
17          garder la Régie dans le portrait et, la reddition  
18          de compte au début, pendant et après est  
19          importante.

20          Me LOUISE ROZON :

21          C'est bon. Merci beaucoup.

22          Me ANDRÉ TURMEL :

23          Merci beaucoup.

24          LA PRÉSIDENTE :

25          Merci, Maître Turmel.

1 Me ANDRÉ TURMEL :

2 Merci. Je vous souhaite de Joyeuses Fêtes à tous.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Pareillement, Maître Turmel.

5 Me ANDRÉ TURMEL :

6 Du repos.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Oui, c'est bien. Alors, nous en sommes avec...

9 maintenant au GRAME, Maître Paquet.

10 PLAIDOIRIE PAR Me GENEVIÈVE PAQUET :

11 Oui. Alors, bonjour, Madame la Présidente et

12 Madame, Monsieur les Régisseurs. Geneviève Paquet

13 pour le GRAME.

14           Donc, je vous ai fait distribuer un plan  
15 d'argumentation assez complet. On a cinq sujets  
16 qu'on va vouloir aborder avec vous ce matin. Il y a  
17 le coût de service; un mot sur les indicateurs de  
18 qualité de service; les approvisionnements et les  
19 mesures de conversion vers des énergies  
20 renouvelables; l'efficacité énergétique et, enfin,  
21 des recommandations par rapport aux tarifs.

22           D'abord, en premier lieu, on considère que  
23 le contexte du présent dossier s'inscrit en  
24 fonction de l'entente qui a été faite entre les  
25 Nations par rapport aux changements climatiques et

1 l'Accord de Paris qui a été conclu. On considère  
2 que ça s'inscrit dans cette tendance-là à miser sur  
3 des outils de gestion de la demande d'efficacité  
4 énergétique, de moyens pour réduire la consommation  
5 et surtout la consommation d'énergie non  
6 renouvelable et émettrice de gaz à effet de serre.

7 Et pourquoi on considère que ça s'inscrit  
8 dans cette tendance-là? C'est que pour nous, la  
9 Régie, elle a un rôle important à jouer avec le  
10 Distributeur, avec les distributeurs, en fait, puis  
11 on considère que vous avez une place de choix pour  
12 pouvoir rendre des décisions éclairées en matière  
13 de choix énergétique.

14 Il y a également le décret 579-2015 dont on  
15 a tenu compte parce qu'il nous donne une indication  
16 des attentes du gouvernement en matière de  
17 stratégies qui vont pouvoir permettre de mettre en  
18 valeur la contribution de notre société d'état,  
19 donc on ne vise pas nécessairement seulement le  
20 Distributeur, mais il a une grande place, il a un  
21 grand rôle à jouer là-dedans.

22 Puis ce décret-là traite notamment  
23 d'électrification des transports, de développement  
24 d'énergie éolienne et également d'efficacité  
25 énergétique.



1                   Donc, d'abord, les premières  
2                   recommandations vont porter sur le coût de service.  
3                   On a des recommandations par rapport aux  
4                   déversements en réseaux autonomes et par rapport à  
5                   l'électrification des transports.

6                   Donc, concernant les déversements en  
7                   réseaux autonomes, on constate que, suite au  
8                   déversement de plus de cent mille (100 000) litres  
9                   de diesel qui a été... qui a été déversé, en fait,  
10                  dans le port de Cap-aux-Meules, on constate que les  
11                  déversements en réseaux autonomes de diesel, ce  
12                  n'est pas... ne sont pas nécessairement  
13                  exceptionnels.

14                  Sans revenir sur les déversements qui ont  
15                  eu lieu cette année, on voudrait recommander à la  
16                  Régie d'ordonner au Distributeur de présenter les  
17                  coûts qui sont relatifs à ces déversements-là de  
18                  manière séparée des autres services professionnels  
19                  et autres charges.

20                  (9 h 35)

21                  Et puis cette recommandation-là est, en fait, aussi  
22                  en lien avec la décision qui avait été rendue dans  
23                  le dossier... dans la phase 2 du dossier 3905-2014  
24                  puisque, dans la mesure où les coûts de déversement  
25                  ne vont pas atteindre le seuil minimum de quinze

1 millions (15 M\$) pour pouvoir être inscrits dans un  
2 compte hors base, bien, à ce moment-là, la Régie va  
3 quand même avoir un moyen de pouvoir suivre  
4 l'évolution de ces coûts-là.

5           Maintenant, concernant l'électrification  
6 des transports. Le Distributeur demande  
7 l'approbation d'un budget de huit cent mille  
8 dollars (800 000 \$) à titre d'élément spécifique.  
9 Donc, bien que le GRAME considère que ce budget est  
10 peu ambitieux, on recommande son approbation et,  
11 notamment, en considérant le développement de la  
12 filière des véhicules électriques et également le  
13 décret 579-2015, selon lequel le gouvernement  
14 demande à Hydro-Québec d'intégrer ses orientations  
15 et stratégies en matière d'électrification des  
16 transports dans son plan stratégique deux mille  
17 seize - deux mille vingt (2016-2020). Et je vous ai  
18 reproduit un petit extrait en ce qui concerne  
19 l'électrification des transports le gouvernement  
20 demande à Hydro-Québec de lui indiquer ses  
21 orientations concernant :

22           Le déploiement des infrastructures  
23 permettant l'alimentation des  
24 véhicules électriques; sa contribution  
25 au développement des infrastructures

1 de transports collectifs...

2 Ce qu'il a commencé. Et :

3 ... le développement et la  
4 commercialisation des technologies.

5 À cet égard, concernant les nouvelles technologies,  
6 on constate, malheureusement, que les compteurs de  
7 nouvelle génération ne pourront pas être utilisés  
8 pour la fonctionnalité Gestion de la recharge des  
9 véhicules électriques comme ça avait été prévu au  
10 dossier, notamment, 3770-2011 et comme on  
11 retrouvait au tableau 6 du Statut d'avancement des  
12 fonctionnalités du suivi annuel du projet LAD.

13 Il ressort des témoignages qui ont été  
14 rendus lors de la présente audience que  
15 l'électrification des transports va induire une  
16 pression importante sur les besoins en puissance du  
17 Distributeur. Et le Distributeur précisait  
18 également que quatre-vingt-dix pour cent (90 %) des  
19 véhicules qui vont être rechargés à domicile et dix  
20 pour cent (10 %) qui seraient rechargés plutôt sur  
21 la voie publique.

22 Donc, comme en témoignent les objectifs qui  
23 ont été fixés par le gouvernement, dans le cadre du  
24 plan d'action en électrification des transports  
25 deux mille quinze - deux mille vingt (2015-2020),



1 recommandation-là c'est, notamment, parce que cet  
2 indice va être vraiment plus important dans un  
3 contexte de remplacement du diesel par des énergies  
4 vertes et renouvelables puis ça va permettre de  
5 mesurer la continuité de service en réseaux  
6 autonomes et la fiabilité, justement, des modes  
7 alternatifs d'alimentation électrique.

8           Donc, concernant... J'aborde maintenant la  
9 prochaine section qui traite, effectivement, de  
10 modes alternatifs d'alimentation électrique et  
11 des... plutôt des mesures de conversion vers des  
12 énergies renouvelables en réseaux autonomes.

13           J'ai encore, ici, un extrait du décret  
14 579-2015 où le gouvernement demandait à Hydro-  
15 Québec de lui indiquer ses orientations et  
16 stratégies concernant le développement de l'énergie  
17 éolienne dans son futur plan stratégique, référant  
18 précisément à la complémentarité de l'énergie  
19 éolienne des réseaux autonomes.

20           Pour le moment, il y a seulement un appel  
21 de propositions en cours aux Îles-de-la-Madeleine  
22 pour six mégawatts (6 MW) d'éolien. Mais les  
23 témoins du Distributeur ont quand même indiqué,  
24 maître Fraser également dans son argumentation,  
25 qu'il était ouvert aux mesures de conversion diesel

1 par des énergies renouvelables, qu'il pouvait être  
2 ouvert au projet solaire, éolien, de biomasse, de  
3 combustibles verts.

4 Comme ça a été indiqué par monsieur  
5 Deslauriers lors de la présentation de SÉ-AQLPA, où  
6 on considère que les batteries pourraient servir de  
7 stabilisateur de réseau, qui pourrait s'avérer très  
8 utiles en réseau autonome pour des projets solaires  
9 ou photovoltaïques.

10 (9 h 41)

11 Finalement, concernant les offres commerciales des  
12 PUEÉRA, des programmes d'utilisation efficace  
13 d'énergie en réseaux autonomes, on recommande  
14 d'envisager l'ajout de certains volets concernant  
15 les systèmes de chauffage principal au mazout. Les  
16 volets entretien, réparation, dépannage, aide au  
17 remplacement. Et aussi d'offrir l'avantage  
18 économique de trente pour cent (30 %) à l'ensemble  
19 des réseaux du Nunavik, par souci d'équité envers  
20 la clientèle.

21 Un mot concernant les attributs  
22 environnementaux. On veut seulement souligner qu'on  
23 constate avec... on était heureux de constater que  
24 le Distributeur continue la valorisation de ces  
25 attributs sur les marchés volontaires des CER avec

1 le programme Écologo, puis qui a des ententes avec  
2 trois fournisseurs, deux centrales hydrauliques et  
3 un parc éolien.

4 J'aborde maintenant la section « Efficacité  
5 énergétique et Gestion de la demande ». Donc dans  
6 son Décret 579-2015, le gouvernement a demandé à  
7 Hydro-Québec ses orientations à l'égard de  
8 l'efficacité énergétique. Il demandait également un  
9 bilan des dix (10) dernières années de son PGEÉ.

10 Donc en lien avec ce Décret, on recommande  
11 la création d'un groupe de travail avec les  
12 intervenants des diverses catégories de clients  
13 pour constater les réalisations du PGEÉ deux mille  
14 trois-deux mille quinze (2003-2015) et les  
15 objectifs à établir en fonction de la prochaine  
16 stratégie énergétique.

17 La prochaine stratégie énergétique devrait  
18 traiter d'autres enjeux que l'efficacité  
19 énergétique, donc les... probablement les sources  
20 de production d'énergie renouvelable. Et dans ce  
21 sens-là, on considère que ces questions-là  
22 pourraient être abordées en amont du prochain  
23 dossier tarifaire.

24 Le Distributeur ne semblait pas très  
25 ouvert, là, à cette proposition-là. Il ne semblait

1 voir la nécessité d'une telle rencontre, disant  
2 qu'on pourrait le questionner lors du prochain  
3 dossier tarifaire ou lors du plan  
4 d'approvisionnement par rapport à son Plan  
5 stratégique.

6 Mais notre recommandation ça rejoint en  
7 fait les propos de la Régie, qui ont été... qui  
8 émanent, là, de dossiers antérieurs, qui incitaient  
9 les intervenants à faire part de certaines  
10 préoccupations au Distributeur en amont du dossier  
11 tarifaire, et ce, notamment en vue de pouvoir  
12 alléger le processus.

13 Cette rencontre préalable permettrait  
14 vraisemblablement de pouvoir atteindre cet objectif  
15 et on invite, en fait on recommande à la Régie  
16 d'inviter le Distributeur à initier une telle  
17 rencontre suite au dépôt de la nouvelle stratégie  
18 énergétique du Québec.

19 Concernant maintenant certaines  
20 recommandations pour le réseau intégré. Par rapport  
21 aux charges interruptibles, considérant qu'il y a  
22 un nombre de chauffe-eau qui était estimé en deux  
23 mille dix (2010) à deux point huit millions  
24 (2,8 M), le témoin du GRAMÉ évoquait dans sa  
25 présentation qu'en étendant l'objectif à peut-être



1 vingt-cinq pour cent (25 %) des chauffe-eau, on  
2 pourrait obtenir des économies, là, de l'ordre de  
3 peut-être quatre cent quatre-vingt-dix mégawatts  
4 (490 MW). Puis on compare ça, là, à la... à la  
5 contribution de la pointe de la centrale de TCE,  
6 qui est à Bécancour. Et puis on conclut que les  
7 offres commerciales sont donc une orientation  
8 stratégique à privilégier dans l'avenir.

9           Maintenant, quant à la qualification de  
10 cette offre, il y a eu certains débats par rapport  
11 à ça. Monsieur Richard décrivait en fait comme  
12 hybride la nature de l'offre des charges  
13 interruptibles, en réponse à une demande de madame  
14 Pelletier. Le GRAME est d'avis que l'approbation  
15 des offres commerciales qui ont comme objectif la  
16 réduction des coûts en approvisionnement ça relève  
17 de la compétence de la Régie d'approuver les tarifs  
18 au même titre que le tarif de gestion de la  
19 consommation, qui est prévu à l'article 51.1,  
20 alinéa 2.

21           Tel qu'indiqué par maître Fraser lors de  
22 son argumentation, cette offre-là ça pourrait  
23 évoluer vers un tarif interruptible si cette  
24 solution s'avérait plus pratique pour les clients  
25 ou le Distributeur.

1                   Maintenant, en ce qui concerne le projet  
2                   pilote de charge interruptible qui sera offert aux  
3                   autres catégories de clients, le GRAME recommandait  
4                   dans son rapport d'étudier la possibilité d'étendre  
5                   ce programme à d'autres catégories, comme la  
6                   clientèle institutionnelle. Et puis on constate,  
7                   là, que le Distributeur a décidé d'étendre ce  
8                   programme-là effectivement à des bâtiments  
9                   institutionnels et également de la petite  
10                  industrie. Donc on était très satisfaits de cette  
11                  décision-là.

12                (9 h 45)

13                  Maintenant, concernant les mesures de  
14                  sensibilisation à la pointe, monsieur Richard nous  
15                  indiquait que ça peut être difficile de quantifier  
16                  l'impact de l'appel au public. En précision,  
17                  monsieur Zayat nous a indiqué que c'était plutôt  
18                  l'impact de la sensibilisation de la pointe au  
19                  public qui était difficile, selon lui, à évaluer.  
20                  Puisque concernant les appels au public, il avait  
21                  pu l'évaluer entre trois cents (300 MW) et cinq  
22                  cents mégawatts (500 MW) en moyenne.

23                  Donc, malgré ce constat-là, on note que le  
24                  Distributeur mise seulement sur la sensibilisation  
25                  du public sans incitatif concret pour la clientèle.

1           Donc, en plus, on recommande, en plus de  
2           considérer les mesures de sensibilisation à la  
3           pointe, là, d'envisager un moyen de gestion de la  
4           demande à la pointe hivernale avec un incitatif  
5           financier et puis d'étudier cette proposition-là  
6           dans le cadre, en parallèle peut-être de la  
7           stratégie tarifaire.

8           Et puis en lien avec cette recommandation,  
9           on réitère que le Distributeur s'est engagé, en  
10          réponse à une demande de maître David, à fournir un  
11          balisage des options qui sont offertes par les  
12          autres distributeurs lors du prochain dossier  
13          tarifaire en vue du prochain plan  
14          d'approvisionnement, selon ma compréhension. Et la  
15          Régie a pris note de cet engagement.

16          Concernant maintenant les réseaux  
17          autonomes, quelques recommandations. De manière  
18          générale, on était satisfait des interventions en  
19          efficacité énergétique de type « clé en main » qui  
20          sont offertes dans les réseaux de la Basse-Côte-  
21          Nord.

22          On constate, par ailleurs, qu'en réponse à  
23          une de nos demandes, le Distributeur nous indiquait  
24          qu'il va adapter ses offres selon les  
25          particularités des divers réseaux autonomes.

1                   Donc, considérant qu'il y a une disparité  
2 dans les offres, ce serait peut-être opportun de  
3 présenter un tableau, en fait un tableau où est-ce  
4 qu'on retrouverait facilement quelles sont les  
5 offres qui sont offertes dans quels réseaux.

6                   Et on vous soumet également que le  
7 programme de remplacement des réfrigérateurs  
8 devrait être offert au Nunavut par le Distributeur  
9 afin de favoriser la réduction des coûts de diesel.  
10 On sait que ce programme-là va prendre fin, là, en  
11 décembre deux mille quinze (2015). Mais,  
12 considérant qu'il n'avait pas été offert au  
13 Nunavut, le Distributeur pourrait tenter de  
14 l'offrir puis voir quels sont les résultats.

15                   En ce qui concerne maintenant la gestion de  
16 la demande en puissance, le GRAME recommande de  
17 tester une offre volontaire pour la tarification  
18 interruptible qui serait peut-être semblable aux  
19 incitatifs financiers des programmes commerciaux et  
20 puis, effectivement, de continuer sa campagne de  
21 sensibilisation à la pointe en réseaux autonomes.

22                   Donc, pour toutes les raisons que je viens  
23 de vous invoquer, on recommande l'approbation du  
24 budget de cent trente-cinq millions (135 M\$) en  
25 efficacité énergétique, considérant également que

1 ça inclut des programmes qui visent la réduction  
2 des approvisionnements en puissance à la pointe.

3 Par ailleurs, tel qu'indiqué en réponse à  
4 une question de maître Rozon de la formation, on  
5 maintient notre recommandation de modifier la  
6 méthode de comptabilisation des charges, en créant  
7 un compte d'écart entre le réel et les budgets  
8 prévisionnels autorisés, pour pouvoir permettre un  
9 report des charges du PGEÉ à une année ultérieure  
10 sans impacter les tarifs.

11 Concernant maintenant les tarifs, j'aborde  
12 ma dernière section. Quelques mots concernant la  
13 stratégie tarifaire pour les tarifs domestiques.

14 Le GRAME avait participé activement aux  
15 séances de travail relativement à la nouvelle  
16 stratégie tarifaire en suivi des décisions  
17 D-2014-037 et D-2015-018.

18 Donc, en résumé, on recommande de conserver  
19 le seuil de consommation à trente kilowattheures  
20 (30 kWh) ou d'évaluer la possibilité d'une hausse  
21 qui serait limitée à trente-cinq kilowattheures  
22 (35 kWh); d'introduire une facturation mensuelle  
23 qui serait basée sur la consommation réelle pour  
24 permettre de transmettre un signal de prix à la  
25 clientèle qui consomme en deuxième tranche,

1 notamment lors des changements saisonniers.

2 Quant à la modification du seuil de la  
3 première tranche à quarante kilowattheures  
4 (40 kWh), on souhaite souligner qu'il y aurait un  
5 impact prévisible sur la prévision de la demande en  
6 réseaux autonomes.

7 Monsieur Côté nous confirmait que ça  
8 pourrait augmenter la marge de manoeuvre de la  
9 première tranche et pourrait augmenter fort  
10 probablement le chauffage d'appoint, risquant de  
11 peut-être faire devancer des investissements dans  
12 les réseaux où des ajouts de puissance sont déjà  
13 prévus dans les prochaines années.

14 Toujours en lien avec cette question-là, on  
15 note que madame la présidente, madame Pelletier,  
16 évoquait, lors de l'une de ses questions, la  
17 possibilité de considérer les réseaux autonomes de  
18 manière distincte sans que cette distinction ne  
19 soit qualifiée de discriminatoire.

20 Enfin, le GRAME réitère l'importance de  
21 considérer les impacts d'une hausse du prix de la  
22 deuxième tranche sur le prix concurrentiel de  
23 l'électricité en comparaison avec le gaz naturel ou  
24 le mazout pour le chauffage, dans le contexte  
25 d'augmentation des objectifs de réduction des

1 émissions de gaz à effet de serre.

2 (9 h 54)

3 Concernant maintenant la tarification  
4 saisonnière, la facturation minimale,  
5 l'introduction du tarif D2, quelques précisions,  
6 puisque la position du GRAME a évolué suite aux  
7 audiences.

8 Donc, concernant la tarification  
9 saisonnière, on indiquait être favorables à l'étude  
10 d'une structure tarifaire saisonnière, mais suite à  
11 l'argumentation du Distributeur qui indiquait que  
12 la structure actuelle des tarifs prend déjà en  
13 compte une différenciation du prix de l'énergie de  
14 la consommation de la première tranche, le GRAME ne  
15 voit plus nécessairement l'intérêt de créer une  
16 nouvelle structure tarifaire saisonnière.

17 En ce qui concerne, excusez-moi, la  
18 facturation minimale, on est toujours d'accord, là,  
19 ou favorables à une facturation minimale sur une  
20 base mensuelle et, notamment, pour récupérer les  
21 coûts de distribution qui ne sont pas déjà  
22 récupérés par la combinaison de la redevance et de  
23 la consommation.

24 Une autre modification de position  
25 concernant l'introduction du tarif D2, on s'était

1 positionné dans notre rapport en faveur de la  
2 création de ce tarif, mais suite aux éléments  
3 qu'ont fait valoir certains intervenants, dont  
4 l'UPA, on s'en remet à la Régie, là, quant à la  
5 décision sur cette question-là puis on ne souhaite  
6 plus prendre position.

7           Concernant la stratégie de hausse  
8 différenciée entre les deux tranches d'énergie, on  
9 recommande de mettre fin à la stratégie qui a été  
10 retenue entre deux mille cinq (2005) et deux mille  
11 quinze (2015) de hausser deux fois plus la deuxième  
12 tranche que la première et on recommande d'opter  
13 pour une stratégie évolutive qui serait plus  
14 flexible et en lien avec l'évolution des coûts  
15 d'approvisionnement.

16           La stratégie qui avait été mise en place,  
17 elle, avait été mise en place dans une structure à  
18 coûts croissants de long terme, selon, là, les  
19 propos de monsieur Côté, mais on constate que  
20 depuis ce temps, les coûts de puissance se sont  
21 avérés plus élevés, ce qui a eu comme conséquence  
22 que le prix de la deuxième tranche s'est éloigné  
23 des coûts de long terme. Donc, par conséquent, le  
24 GRAME est d'avis qu'il serait nécessaire de se  
25 pencher sur l'objectif de prix de la deuxième



1 tranche à atteindre de même que l'horizon pour le  
2 faire et on recommande que la réflexion sur la  
3 nouvelle stratégie inclue cette question avant le  
4 prochain dossier tarifaire.

5 En ce qui concerne le présent dossier, le  
6 GRAME est d'avis, ou est en faveur, d'une hausse  
7 uniforme des tarifs pour la clientèle résidentielle  
8 considérant, ou pour les raisons, là, qui ont été  
9 évoquée précédemment.

10 Maintenant, j'aborde la toute dernière  
11 sous-section de mon argumentation et puis c'est par  
12 rapport à la clarification au nord du cinquante-  
13 troisième (53e) parallèle. On souhaite souligner à  
14 la Régie, encore une fois, cette année, que le  
15 Distributeur ne répond pas à la demande de la Régie  
16 qui a été formulée le plus récemment au paragraphe  
17 deux cent... 992 de la décision D-2015-018 en ce  
18 qui concerne la problématique des coûts de  
19 chauffage par résistance électrique dans les  
20 réseaux à centrale thermique.

21 Pourtant, en réponse à une demande de  
22 renseignements de la Régie, le Distributeur  
23 confirmait que les compteurs permettent de dresser  
24 un profil de consommation horaire ou quotidienne et  
25 permettent de l'analyser en fonction des données

1 météorologiques. Aussi, les témoins nous ont  
2 confirmé en audience que la technologie des  
3 compteurs de nouvelle génération permet de mettre  
4 en place une tarification visant la consommation à  
5 la pointe hivernale.

6 Dans le suivi annuel du projet LAD, le  
7 Distributeur traitait de nouvel outil de gestion de  
8 la consommation, l'espace client, qui permettra au  
9 client de visualiser sa consommation en dollars et  
10 en kilowattheures et qui devrait être testé en deux  
11 mille quinze (2015) malgré le retard d'un an sur  
12 l'échéancier du projet. On soumet que cet outil-là,  
13 ça aurait avantage à être testé en réseau autonome  
14 de manière prioritaire, ce qui rejoindrait la  
15 demande de la Régie formulée au dossier 3854 et  
16 3905.

17 Dans l'attente d'une réponse concrète à  
18 cette demande précise de la Régie et d'une solution  
19 pour des mesures alternatives de chauffage  
20 d'appoint, on recommande à la Régie de ne pas  
21 autoriser la hausse proposée en deuxième tranche  
22 pour les réseaux situés au nord du cinquante-  
23 troisième (53e) parallèle.

24 Bien, on reconnaît, là, qu'il y a une étude  
25 qui a été effectuée par le Distributeur sur le

1 profil de consommation de la clientèle au Nunavik,  
2 mais on vous rappelle que monsieur Côté indiquait  
3 en réponse à une demande de madame la Présidente  
4 qu'il y a certaines démarches qui sont encore  
5 nécessaires avec les gens responsables de payer la  
6 facture d'électricité pour pouvoir s'assurer que  
7 les mesures qui vont être proposées seront  
8 adéquates. Donc, ça conclut nos représentations, le  
9 tout respectueusement soumis.

10 (9 h 56)

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci, Maître Paquet. Des questions, Monsieur  
13 Houle? Non. Maître Rozon? Pas de questions. Merci,  
14 Maître Paquet pour votre présentation. Une mise en  
15 contexte qui est toujours fort intéressante où vous  
16 donnez souvent un aperçu, un horizon global qui est  
17 intéressant de prendre en considération. Or voilà!

18 Me GENEVIÈVE PAQUET :

19 Merci. Et joyeuses Fêtes!

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Pareillement, joyeuses Fêtes! Nous sommes au  
22 RNCREQ, Maître Thibault-Bédard.

23 PLAIDOIRIE PAR Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

24 Bonjour, Madame la Présidente, Monsieur et Madame  
25 les régisseurs. Dans le présent dossier, la preuve

1 du RNCREQ touchait la stratégie tarifaire, les  
2 coûts d'approvisionnement, les coûts évités, la  
3 tarification résidentielle au Nunavik et  
4 l'approvisionnement auprès des clients. Je  
5 reprendrai ici les faits saillants de cette preuve,  
6 en m'attardant sur quelques éléments nouveaux en  
7 réponse à l'argumentation de maître Fraser.

8 Vous allez remarquer que ma présentation  
9 orale va être plus concise que l'argument écrit que  
10 vous avez sous les mains. Je vais m'efforcer de  
11 vous guider à travers le document pour qu'on se  
12 suive. De plus, j'ai remarqué quelques coquilles à  
13 la relecture de mon document. Je m'en excuse. La  
14 version qui sera déposée électroniquement sera  
15 corrigée.

16 Débutons d'abord avec la stratégie  
17 tarifaire. Dans sa stratégie tarifaire, le  
18 Distributeur propose de suspendre la stratégie  
19 tarifaire en vigueur depuis deux mille six (2006)  
20 et de hausser de façon uniforme les composantes des  
21 tarifs domestiques. Au soutien de sa demande de  
22 suspendre la stratégie, le Distributeur a évoqué  
23 trois principaux motifs auxquels le RNCREQ aimerait  
24 répondre.

25 Donc, tout d'abord, le premier motif mis de

1 l'avant par le Distributeur pour hausser de façon  
2 uniforme les composantes des tarifs domestiques est  
3 la réflexion en cours avec les représentants de la  
4 clientèle et de la Régie. D'ailleurs, monsieur Côté  
5 a affirmé qu'il s'agissait de la principale raison  
6 pour suspendre la stratégie.

7 Le RNCREQ a participé à cet exercice de  
8 réflexion, initié au printemps deux mille quinze  
9 (2015) et visant à formuler des recommandations qui  
10 seraient intégrées au dossier tarifaire deux mille  
11 seize-deux mille dix-sept (2016-2017).

12 Toutefois, le Distributeur propose  
13 maintenant de retarder d'un an l'intégration aux  
14 tarifs des orientations découlant de cette  
15 réflexion, demandant qu'elles soient approuvées  
16 pour deux mille dix-sept-deux mille dix-huit (2017-  
17 2018). Le RNCREQ déplore que le Distributeur n'ait  
18 pas démarré l'exercice plus tôt que mai deux mille  
19 quinze (2015) et soit maintenant contraint d'en  
20 demander le report. La réflexion n'ayant pas encore  
21 abouti, le RNCREQ est d'avis qu'elle ne peut  
22 justifier la suspension de l'application de la  
23 stratégie approuvée par la Régie.

24 Section 1.2. Le Distributeur évoque  
25 également l'atteinte des objectifs de la stratégie

1           comme motif à sa suspension disant que son  
2           application depuis deux mille six (2006) a permis  
3           d'atteindre globalement les objectifs fixés.  
4           Rappelons que la stratégie prévoyait une hausse  
5           deux fois plus importante en deuxième tranche qu'en  
6           première afin que le prix de la dernière tranche  
7           reflète mieux les coûts marginaux de long terme, un  
8           objectif qualifié de primordial et dans l'intérêt  
9           du public par la Régie.

10                        Pourtant, en réponse à la DDR 2 de la  
11           Régie, Hydro-Québec Distribution a admis que « la  
12           stratégie appliquée depuis deux mille six (2006)  
13           n'a pas permis de réduire l'écart et de refléter  
14           ainsi le coût évité de l'énergie de long terme ».  
15           Lors des contre-interrogatoires, monsieur Côté a  
16           indiqué que l'objectif de la stratégie n'était pas  
17           que le tarif de la deuxième tranche reflète les  
18           coûts marginaux de long terme, mais qu'il tende  
19           vers ces coûts.

20                        Là encore, on ne peut pas dire que  
21           l'objectif a été atteint. Au contraire, les données  
22           fournies par le Distributeur eu égard à l'écart  
23           entre le coût évité de long terme, par rapport au  
24           chauffage des locaux, et le prix de la deuxième  
25           tranche du tarif D démontrent que cet écart est en

1 réalité plus élevé en deux mille quinze (2015)  
2 qu'il ne l'était en deux mille cinq (2005). Par  
3 conséquent, le RNCREQ considère que la suspension  
4 de la stratégie n'est pas justifiée sur le plan de  
5 l'atteinte des objectifs non plus.

6 Section 1.3. Finalement, le Distributeur  
7 évoque également les impacts tarifaires importants  
8 de la stratégie tarifaire actuelle sur les grands  
9 consommateurs, en particulier sur les clients de  
10 plus de cinquante mégawatts (50 MW). Parallèlement,  
11 lors des contre-interrogatoires, il a fait valoir  
12 que la poursuite de la stratégie pourrait avoir un  
13 effet négatif sur la position concurrentielle de  
14 l'électricité comme source de chauffage.

15 Toutefois, aucune preuve quantitative n'a  
16 été présentée pour démontrer que la poursuite de la  
17 stratégie durant une année de plus aurait des  
18 effets substantiels sur un nombre significatif de  
19 clients, ou un effet réel sur la position  
20 concurrentielle de l'électricité dans le marché.  
21 Dans son argumentation, maître Fraser justifie la  
22 suspension de la stratégie dans des termes on ne  
23 peut plus généraux disant que c'est une proposition  
24 de prudence qui semble tout à fait raisonnable.

25 Les préoccupations sur les effets de la

1 stratégie actuelle sur les grands consommateurs au  
2 tarif D et sur la position concurrentielle du  
3 chauffage électrique ne sont pourtant pas  
4 nouvelles. Elles découlent naturellement de la  
5 stratégie tarifaire qui est en place depuis deux  
6 mille six (2006). Quelle était l'urgence d'agir  
7 pour suspendre cette année la stratégie en vigueur?  
8 Pourquoi ne pas la maintenir un an de plus, le  
9 temps que la réflexion avec les représentants de la  
10 clientèle aboutisse et que la Régie émette des  
11 consignes.

12 Lors de son contre-interrogatoire du panel  
13 5, le RNCREQ a tenté de comprendre pourquoi ces  
14 effets étaient soudainement tels qu'ils requéraient  
15 la suspension immédiate de la stratégie. Le RNCREQ  
16 a demandé à monsieur Côté si un certain seuil avait  
17 été franchi qui aurait expliqué qu'on décide de  
18 suspendre cette année. Monsieur Côté a répondu :

19 Cette année ce qu'on a dit c'est que  
20 ce qui était surtout important,  
21 c'était de suspendre cette stratégie-  
22 là pour qu'on puisse avoir ces  
23 discussions-là qu'on a aujourd'hui et  
24 qu'on avait durant les séances, puis  
25 ce qui s'en vient également.



1 On fait donc encore une fois référence à la  
2 justification des discussions qui ont cours avec  
3 les représentants de la clientèle. Tel qu'énoncé à  
4 la section 1.1, le RNCREQ est d'avis qu'il n'est  
5 pas nécessaire de suspendre cette stratégie en deux  
6 mille seize-deux mille dix-sept (2016-2017) pour  
7 permettre des discussions sur l'année deux mille  
8 dix-sept-deux mille dix-huit (2017-2018), à plus  
9 forte raison considérant l'incapacité du  
10 Distributeur d'identifier un critère décisionnel  
11 clair justifiant la suspension de sa stratégie.

12 Finalement, les conclusions recherchées à  
13 ce sujet. Donc, pour ces motifs, le RNCREQ réitère  
14 son opposition à la suspension de la stratégie  
15 tarifaire actuelle. Étant donné l'augmentation  
16 importante des coûts évités, l'importance du signal  
17 de prix augmente également. Le RNCREQ recommande  
18 donc de maintenir la stratégie en vigueur pour  
19 l'année deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-  
20 2017).

21 Il déplore également que le Distributeur ne  
22 mette pas de l'avant dès maintenant des solutions  
23 prometteuses sur le plan de l'efficacité  
24 énergétique et de l'équité des tarifs qui avaient  
25 été identifiées lors du processus de consultation

1       entrepris par le Distributeur lui-même au printemps  
2       deux mille quinze (2015). Parmi ces solutions,  
3       mentionnons la facture minimale, une solution  
4       innovante qui, bien sûr, sous réserve de quelques  
5       discussions supplémentaires, aurait pu être adoptée  
6       dès le présent dossier tarifaire.

7       (10 h 06)

8                 Pour le RNCREQ, puisque la stratégie  
9       tarifaire actuelle ne rencontre toujours pas ses  
10       objectifs, elle ne permet pas de donner des signaux  
11       clairs en faveur de l'efficacité énergétique. Ce  
12       faisant, en proposant de cesser de l'appliquer ou  
13       en ne cherchant pas à inclure des dispositions  
14       nouvelles qui favoriseraient la poursuite des  
15       objectifs, le Distributeur ne prend pas en compte  
16       des principes importants de la Loi sur le  
17       développement durable tels que l'efficacité  
18       économique, la protection de l'environnement et les  
19       production et consommation responsables.

20                Plus fondamentalement, puisque la dernière  
21       tranche ne reflète toujours pas les coûts marginaux  
22       de long terme, la proposition du Distributeur  
23       s'inscrit en faux par rapport aux principes de  
24       pollueur payeur et d'internalisation des coûts.

25                Je passe maintenant à la section 2. Vous

1 allez me permettre un petit cinq secondes pour me  
2 prendre un verre d'eau. Donc, la section 2, les  
3 coûts d'achat de court terme.

4 Le RNCREQ est préoccupé par les coûts  
5 élevés des achats de court terme des années deux  
6 mille treize (2013) à deux mille quinze (2015), qui  
7 se traduisent par des comptes de « pass-on »  
8 élevés, et ce, pour deux raisons.

9 Tout d'abord, parce qu'ils soulèvent un  
10 enjeu d'équité en faisant porter les coûts de la  
11 consommation d'une année donnée sur une clientèle  
12 future. Ensuite, pour des raisons de transparence,  
13 alors que le Distributeur explique depuis des  
14 années les hausses tarifaires par l'augmentation  
15 des coûts d'approvisionnement, notamment celui de  
16 l'énergie éolienne, il appert que l'effet des  
17 achats de court terme est encore plus important  
18 pour expliquer la hausse.

19 Les comptes de « pass-on » font partie des  
20 revenus requis qui doivent être approuvés par la  
21 Régie dans le cadre d'une cause tarifaire. Dans la  
22 présente cause, la Régie est appelée à se prononcer  
23 sur la disposition intégrale des comptes « pass-  
24 on » de deux mille treize (2013), deux mille  
25 quatorze (2014) et deux mille quinze (2015).

1                   Le RNCREQ soumet respectueusement que la  
2 Régie devrait non seulement se prononcer sur la  
3 disposition des comptes, mais également se  
4 préoccuper des coûts qui les constituent et se  
5 questionner sur leur justification. Ces questions  
6 sont particulièrement pertinentes pour les trois  
7 années visées dont les comptes « pass-on » sont  
8 très élevés.

9                   Certes, les années deux mille quatorze  
10 (2014) et deux mille quinze (2015) étaient  
11 exceptionnellement froides, mais l'année deux mille  
12 treize (2013) ne l'était pas et comporte néanmoins  
13 un compte de « pass-on » de cinquante-six virgule  
14 quatre millions de dollars (56,4 M\$).

15                   De plus, le compte de « pass-on » de deux  
16 mille quatorze (2014) inclut également les coûts  
17 excédentaires liés à l'événement des quatre (4) et  
18 cinq (5) décembre deux mille quatorze (2014) auquel  
19 je reviendrai. C'est donc dire que les conditions  
20 climatiques extrêmes, qui ont à maintes reprises  
21 été mentionnées par le Distributeur, ne peuvent à  
22 elles seules expliquer les montants élevés.

23                   Nous sommes conscients que l'évaluation de  
24 ces montants soulève des enjeux limitrophes au plan  
25 d'approvisionnement. Toutefois, le RNCREQ ne

1 demande pas que soient remis en question, dans la  
2 présente cause tarifaire, les modes  
3 d'approvisionnement déjà approuvés.

4 Selon le cadre d'analyse du développement  
5 durable, qui vise à équilibrer les sphères  
6 économique, environnementale et sociale du  
7 développement, toute ressource économiquement  
8 dépensée est une ressource en moins pour les  
9 sphères économique ou sociale, ce qui justifie la  
10 préoccupation du RNCREQ.

11 Je passe à la section 2.2. Dans son  
12 argumentation, maître Fraser justifie les achats de  
13 court terme du Distributeur au motif qu'ils sont  
14 effectués dans un domaine qu'il dit « normé ». Il  
15 explique qu'il entend par là que ces transactions  
16 ont lieu dans le contexte de stratégies approuvées  
17 et sont soumises à un suivi administratif dont le  
18 format est déterminé par décision de la Régie.

19 L'argument implicite de maître Fraser est  
20 que, ces transactions étant effectuées à  
21 l'intérieur de ces normes, leur bien-fondé est  
22 automatiquement établi et ne peut être remis en  
23 question.

24 Comme maître Fraser l'a mentionné, la  
25 décision D-2004-245 énonce les conditions de la

1 dispense de recourir à la procédure d'appel  
2 d'offres pour des contrats d'approvisionnement de  
3 court terme. En vertu des modalités de cette  
4 dispense, au moment de procéder à des achats  
5 bilatéraux, le Distributeur doit solliciter  
6 plusieurs fournisseurs potentiels, au moins deux,  
7 avec lesquels des conventions de transactions ont  
8 préalablement été mises en place.

9            Cette démarche a été confirmée par la  
10 quasi-totalité des témoins contre-interrogés et par  
11 maître Fraser lors de son argumentation. Le RNCREQ  
12 ne remet pas en question le bien-fondé de ce  
13 processus décisionnel ni la validité des  
14 transactions conclues à l'intérieur de ce contexte  
15 normé.

16            L'analyse réalisée par monsieur Raphals et  
17 le contre-interrogatoire du panel 4 ont toutefois  
18 mis en lumière un nombre important de transactions  
19 effectuées selon une autre méthode. Il s'agit  
20 d'achat de court terme d'énergie postpatrimoniale  
21 réalisés auprès d'HQP sans qu'un minimum de deux  
22 soumissions ait été obtenu.

23            Dans le document des suivis par  
24 contreparties, ces transactions sont identifiées  
25 par la note 6 « Achat au profil irrégulier ». Lors

1 des contre-interrogatoires, monsieur Zayat a  
2 expliqué à maître Turmel qu'il s'agit d'un achat  
3 qui...:

4 [...] est souvent un achat qui est  
5 avec des quantités qui sont variables  
6 d'une heure à l'autre. [...]

7 Monsieur Zayat explique ensuite que les  
8 contreparties n'offrent habituellement pas ces  
9 blocs de consommation atypiques. Monsieur Lagrange  
10 a, quant à lui, affirmé qu'il arrivait que, lors de  
11 transactions profilées, les contreparties autres  
12 que HQP ne soient pas contactées.

13 (10 h 10)

14 Dans son argumentation, maître Fraser résume ainsi  
15 les témoignages de Messieurs Zayat et Lagrange sur  
16 ce sujet, je n'en lis ici qu'une portion :

17 On pourrait se questionner parce que  
18 lors d'une transaction qu'on voit, on  
19 a l'impression qu'il n'y a pas d'autre  
20 contre-partie qui a été appelée.

21 Or, ce que le témoignage de monsieur  
22 Zayat et de monsieur Lagrange nous a  
23 enseigné c'est que, non, ce n'est pas  
24 le cas.

25 Avec égard, le RNCREQ est d'avis que cet extrait ne

1 représente pas fidèlement le témoignage des  
2 témoins, qui ont explicitement indiqué que les  
3 contreparties autres que HQP ne vendent pas du  
4 profilé et ne sont donc pas contactées pour ces  
5 demandes.

6 L'objectif ici n'est toutefois pas de  
7 débattre du détail des modalités d'achat de court  
8 terme en présence d'un profil irrégulier ni de  
9 remettre en question les explications avancées par  
10 le Distributeur, à savoir que, dans chacun des cas,  
11 il savait que, dans chacun des cas, il savait que,  
12 pour une raison ou une autre, les fournisseurs  
13 ayant signé des conventions d'achat ne seraient pas  
14 en mesure de répondre à la demande. Le propos du  
15 RNCREQ est que, à sa connaissance, cette  
16 méthodologie n'a pas fait l'objet d'une approbation  
17 par la Régie. Le Distributeur présente ces  
18 transactions comme des transactions effectuées sous  
19 dispense, pourtant la décision D-2004-245 ne fait  
20 aucunement mention de cas où le Distributeur  
21 pourrait procéder à des achats bilatéraux sans  
22 avoir contacté le minimum de deux contreparties  
23 requis. Ces transactions auraient donc lieu en  
24 dehors du contexte normé évoqué par maître Fraser.

25 L'étude du document Suivi des contreparties



1 démontre que, loin d'être une exception, les  
2 transactions où HQP est le seul fournisseur  
3 contacté sont nombreuses. Selon la preuve de  
4 monsieur Raphals, le Suivi par contreparties, pour  
5 deux mille quatorze (2014), fait état de cent  
6 trente-sept (137) transactions de cette nature. Il  
7 s'agit de quatre-vingts pour cent (80 %) des achats  
8 réalisés auprès de HQP et de quarante pour cent  
9 (40 %) de toutes les transactions bilatérales  
10 effectuées en deux mille quatorze (2014).

11 À ce sujet, le RNCREQ recherche les  
12 conclusions suivantes. Étant donné que ces  
13 transactions ont été faites à l'extérieur des  
14 normes établies par la Régie, le RNCREQ plaide  
15 qu'on ne peut présumer de leur acceptabilité. Pour  
16 cette raison, le RNCREQ considère que la Régie ne  
17 devrait pas reconnaître la totalité de ces coûts  
18 dans les comptes « pass-on ». Il s'en remet  
19 toutefois à la Régie pour déterminer le montant  
20 approprié à reconnaître, dans les circonstances.

21 Conformément à la décision de la Régie  
22 selon laquelle « il appartiendra à la formation du  
23 plan d'approvisionnement de déterminer si l'examen  
24 ou la revue de la procédure des achats de court  
25 terme doit être faite ou entreprise dans le cadre

1 du prochain plan d'approvisionnement », le RNCREQ  
2 comprend que la Régie ne statuera pas sur le bien-  
3 fondé de la procédure utilisée par le Distributeur  
4 pour les achats profilés.

5 Quelques brefs mots sur l'entente cadre.  
6 Encore une fois, la Régie ayant décidé qu'elle ne  
7 se prononcerait pas sur les questions de stratégies  
8 décisionnelles ou de processus internes du  
9 Distributeur, le RNCREQ ne recherche aucune  
10 conclusion eu égard à la preuve qu'il a présentée  
11 au sujet de l'entente cadre.

12 Le RNCREQ tient néanmoins à répondre à un  
13 élément de l'argumentation de maître Fraser à ce  
14 sujet. Je vous laisse le soin d'en prendre  
15 connaissance dans l'argumentation écrite et je  
16 passe à la section 2.4.

17 La section 2.4 concerne les achats  
18 d'électricité d'urgence, donc plus particulièrement  
19 l'événement des quatre (4) et cinq (5) décembre.

20 Outre les températures froides, un  
21 événement exceptionnel a contribué au montant très  
22 élevé des achats de court terme en deux mille  
23 quatorze (2014), l'incident du quatre (4) décembre  
24 deux mille quatorze (2014), lors duquel un acte de  
25 vandalisme a interrompu le transport d'électricité

1 entre la Baie-James et le sud du Québec. À lui  
2 seul, cet événement a entraîné des achats de court  
3 terme que monsieur Raphals calculent à vingt-six  
4 virgule huit millions de dollars (26,8 MS), soit  
5 quatorze pour cent (14 %) du montant total du  
6 compte de « pass-on » pour deux mille quatorze  
7 (2014).

8 Une transaction en particulier retient  
9 l'attention, un achat de court terme effectué  
10 auprès de HQP, identifié comme énergie d'urgence,  
11 avec une quantité moyenne de mille six cent  
12 cinquante mégawatts (1650 MW) et un prix unitaire  
13 de deux cents dollars et soixante-quinze sous  
14 (200,75 \$) le mégawattheure, pour un total de  
15 quinze virgule deux millions de dollars (15,2 M\$).

16 En contre-interrogatoire, monsieur Zayat a  
17 expliqué que cette transaction n'était pas  
18 réellement un achat de court terme mais la part du  
19 Distributeur au renversement des transactions  
20 fermes qui étaient prévus pour cette journée-là.  
21 Les coûts de ce rachat ont donc été partagés selon  
22 le ratio quatre-vingt-huit pour cent (88 %) à la  
23 charge locale et douze pour cent (12 %) au point à  
24 point.

25 Cette transaction ne représente toutefois

1 pas l'ensemble des coûts liés à l'événement. HQD a  
2 aussi dû effectuer plusieurs achats bilatéraux et  
3 achats sur les bourses afin de remplacer  
4 l'électricité patrimoniale manquante. La valeur  
5 totale de ces autres transactions se chiffrait à  
6 onze virgule six millions de dollars (11,6 M\$) si  
7 on soustrait la transaction de quinze virgule deux  
8 millions (15,2 M\$) auprès de HQP du coût total des  
9 transactions. Ce montant a été entièrement assumé  
10 par HQD.

11 En contre interrogatoire, monsieur Richard  
12 a reconnu que la situation du quatre (4) et cinq  
13 (5) décembre deux mille quatorze (2014) était  
14 exceptionnelle et ne doit pas être analysée à  
15 l'échelle des divisions mais bien à l'échelle  
16 d'Hydro-Québec. Malgré cette ampleur corporative,  
17 il attribue la facture exclusivement à Hydro-Québec  
18 Distribution.

19 (10 h 15)

20 Je vais prendre la peine de le citer :

21 Je vais vous dire, dans ce temps-là,  
22 on parle d'Hydro-Québec. Pour être  
23 clair, là. Au sens où, je veux dire,  
24 toutes les forces vives qui vont nous  
25 permettre d'assurer le plus

1                    adéquatement [...] le plus rapidement  
2                    [possible] l'équilibre énergétique.  
3                    C'est ça qui est important. Après ça,  
4                    oui, effectivement, ça va être HQD qui  
5                    va... au niveau du support de coûts,  
6                    auquel vous faites référence sûrement,  
7                    là, oui, qui va supporter ça.

8                    Le Distributeur plaide dans son argumentation que  
9                    la trame factuelle de l'événement était cohérente  
10                   avec le cadre réglementaire, en particulier avec  
11                   l'article 10.2 de l'entente cadre, qui stipule que:

12                            10.2 Le distributeur est responsable  
13                            d'obtenir du Transporteur le service  
14                            de transport requis pour acheminer le  
15                            volume d'électricité fourni par le  
16                            Producteur au Distributeur à partir du  
17                            point de livraison.

18                   Pour illustrer son propos, maître Fraser a comparé  
19                   l'acquisition de l'électricité patrimoniale par le  
20                   Distributeur à l'achat d'un bien chez quelqu'un,  
21                   nous expliquant que suite au transfert de  
22                   propriété, si le bien est détruit avant que  
23                   l'acheteur ne soit venu le cueillir, c'est  
24                   l'acheteur qui doit assumer la perte du bien.

25                            C'est bien sûr une comparaison réductrice

1 qui mènerait à des résultats absurdes si  
2 l'appliquait réellement à la situation complexe de  
3 la fourniture d'électricité patrimoniale.

4 Prenons l'exemple de travaux de maintenance  
5 sur des lignes de transport reliant une centrale du  
6 Producteur, et qui nécessiterait la mise hors  
7 tension de la ligne. Temporairement, le réseau ne  
8 serait pas en mesure d'acheminer toute la puissance  
9 installée d'une centrale donnée. Selon la thèse du  
10 Distributeur, le Producteur pourrait décider  
11 d'affecter cent pour cent (100 %) de la puissance  
12 installée de cette centrale à fournir de  
13 l'électricité patrimoniale et prétendre ainsi  
14 s'acquitter de son obligation avec succès de livrer  
15 l'électricité patrimoniale. Bien sûr l'obligation  
16 du Producteur ne peut être interprétée comme  
17 s'arrêtant brusquement à la sortie de la centrale,  
18 sous peine de mener à des résultats absurdes. Elle  
19 doit s'interpréter à l'intérieur du contexte établi  
20 par le Décret concernant les caractéristiques de  
21 l'approvisionnement des marchés québécois en  
22 électricité patrimoniale. Le Décret patrimonial, à  
23 son article 1, prévoit que :

24 1. L'approvisionnement des marchés  
25 québécois en électricité patrimoniale

1 est assuré par la fourniture  
2 d'électricité produite ou achetée par  
3 le fournisseur ou rappelée par ce  
4 dernier [...].

5 Le RNCREQ plaide qu'en offrant au Producteur la  
6 possibilité d'approvisionner les marchés québécois  
7 en électricité patrimoniale via l'achat  
8 d'électricité, le Décret patrimonial reconnaît  
9 implicitement que l'électricité produite par le  
10 Producteur pourrait ne pas toujours être  
11 acheminable et qu'il appartiendrait alors au  
12 Producteur de s'approvisionner autrement, soit via  
13 les achats.

14 Cette thèse est à notre avis soutenue par  
15 l'article 2 du Décret patrimonial, qui se lit  
16 ainsi:

17 2. L'électricité patrimoniale est  
18 livrée au distributeur d'électricité  
19 aux points de raccordement du réseau  
20 de distribution [...].

21 Il existe donc une contradiction apparente entre  
22 l'article 10.2 de l'entente cadre et l'article 2 du  
23 Décret patrimonial. Le Producteur a-t-il  
24 l'obligation de livrer l'électricité patrimoniale  
25 aux points de raccordement des centrales ou aux

1 points de raccordement du réseau de distribution?

2 La réponse à cette question n'est pas aussi claire  
3 que le prétend le Distributeur.

4 Le RNCREQ plaide qu'en vertu du texte et de  
5 l'esprit du Décret patrimonial, le fait que le  
6 chemin requis pour livrer à partir de la centrale  
7 de son choix n'est pas disponible ne relève pas le  
8 Producteur de son obligation de livrer  
9 l'électricité patrimoniale. Il lui revient donc de  
10 trouver une autre source d'approvisionnement qui  
11 n'est pas affectée par la contrainte de transport,  
12 dont par exemple un achat et une livraison via les  
13 interconnexions avec d'autres réseaux.

14 Appliquée au cas du quatre (4) et cinq (5)  
15 décembre deux mille quatorze (2014), la position  
16 exprimée par le RNCREQ signifie que  
17 l'indisponibilité de la ligne entre La Vérendrye et  
18 Grand-Brûlé/Cheniers ne pouvait pas avoir pour  
19 effet d'exempter le Producteur de son obligation de  
20 livrer l'électricité patrimoniale. S'il ne pouvait  
21 la livrer à partir de certains de ses équipements  
22 de production et si ses autres centrales ne  
23 suffisaient pas à fournir l'ensemble de  
24 l'électricité patrimoniale manquante, il lui  
25 fallait s'approvisionner autrement, par exemple sur



1 les réseaux avoisinants, et fournir cette  
2 électricité au prix patrimonial.

3 Les conclusions recherchées à cet égard,  
4 donc sous-section 2.4.1. Les événements du quatre  
5 (4) et cinq (5) décembre deux mille quatorze (2014)  
6 découlaient de circonstances exceptionnelles et ont  
7 engendré des coûts très importants. Le RNCREQ juge  
8 inéquitable l'attribution de la quasi-totalité de  
9 ces coûts aux clients du Distributeur via les  
10 comptes de « pass-on ».

11 Tel que recommandé par monsieur Raphals, le  
12 RNCREQ demande à la Régie de radier du compte de  
13 « pass-on » de deux mille quatorze (2014) un  
14 montant équivalent aux coûts encourus par le  
15 Distributeur afin de palier au défaut d'HQP  
16 d'acheminer l'électricité patrimoniale. Le RNCREQ  
17 s'en remet à la Régie pour l'évaluation précise de  
18 ces coûts.

19 (10 h 20)

20 Quelques mots maintenant sur les coûts  
21 évités. Les coûts évités sont utilisés dans  
22 l'évaluation économique des programmes d'efficacité  
23 énergétique. Ils constituent par conséquent un  
24 enjeu très important pour le RNCREQ, qui cherche à  
25 s'assurer que le potentiel d'économie d'énergie

1 soit utilisé de manière optimale.

2 Les coûts évités d'énergie en hiver sont  
3 basés sur le coût prévu d'achat en hiver sur les  
4 marchés de court terme. En contre-interrogatoire,  
5 monsieur Lagrange a précisé que le calcul était  
6 effectué à partir des prix « forward » du mois  
7 d'avril pour les mois d'hiver de l'année suivante,  
8 en calculant le prix moyen pour cette période.

9 Dans son analyse, monsieur Raphals a fait  
10 état d'un écart important entre les coûts évités  
11 établis par le Distributeur en mode prévisionnel  
12 pour les années deux mille treize (2013) à deux  
13 mille quinze (2015), et les coûts évités qu'on  
14 pourrait qualifier de réels, soit ceux découlant  
15 des coûts réels d'achat de court terme pour ces  
16 mêmes années.

17 Les coûts évités réels étaient  
18 systématiquement supérieurs aux coûts évités  
19 établis par le Distributeur. Un tel écart est  
20 préoccupant pour le RNCREQ car il est susceptible  
21 de mener au rejet d'une mesure d'efficacité  
22 énergétique jugée non rentable, alors que ce n'est  
23 pas le cas.

24 Le RNCREQ a demandé à monsieur Richard si  
25 le Distributeur serait ouvert à revoir la

1 méthodologie de calcul des coûts évités de manière  
2 à y considérer, d'une façon ou d'une autre, le coût  
3 réel d'achat des courts termes en hiver.

4 Monsieur Richard ne pense pas qu'il s'agit  
5 d'une bonne pratique, compte tenu que les coûts  
6 évités très élevés ont une très faible probabilité  
7 de se produire.

8 Ici encore, le RNCREQ reconnaît que les  
9 années deux mille quatorze (2014) et deux mille  
10 quinze (2015) étaient exceptionnellement froides.  
11 Toutefois, ce n'était pas le cas pour deux mille  
12 treize (2013), qui se situait même légèrement au-  
13 dessus des températures moyennes.

14 C'est donc dire que d'autres facteurs  
15 contribuent à tirer vers le bas la valeur des coûts  
16 évités en hiver, calculés selon la méthode des  
17 « forwards ».

18 Comme l'a expliqué monsieur Lagrange, ces  
19 coûts sont calculés à partir d'un prix moyen, soit  
20 le prix moyen pour des blocs d'énergie de pointe  
21 pendant tout l'hiver.

22 En réalité toutefois, les achats de court  
23 terme du Distributeur sont concentrés sur les  
24 heures les plus froides, où les prix ont tendance à  
25 être les plus élevés.

1 De plus, dans un contexte d'efficacité  
2 énergétique, la notion de coûts évités n'intervient  
3 pas à l'égard du coût moyen des achats à une heure  
4 donnée, mais à l'égard du coût maximal.

5 En effet, si une mesure d'efficacité  
6 énergétique permet de réduire la consommation  
7 d'électricité à cette heure d'un kilowatt, c'est le  
8 kilowatt acheté au plus haut prix qui sera  
9 retranché.

10 Baser le calcul des coûts évités sur les  
11 coûts prévus moyens équivaut systématiquement à les  
12 sous-estimer.

13 Par la création des comptes de « pass-on »,  
14 la Régie a reconnu que les coûts prévisionnels  
15 n'offrent pas un portrait complet de la réalité. Le  
16 portrait doit être complété lorsque l'information  
17 sur les coûts réels devient disponible.

18 Le RNCREQ considère que ceci est également  
19 vrai pour les coûts évités. Face à des écarts  
20 importants et systématiques entre la prévision et  
21 la réalité des coûts d'achats à court terme en  
22 hiver, le RNCREQ considère qu'il est essentiel d'en  
23 revoir la méthodologie.

24 Section 3.1. Étant donné que son analyse  
25 quantitative est limitée à l'année deux mille

1 quatorze (2014), le RNCREQ ne demande pas à la  
2 Régie de modifier les coûts évités du présent  
3 dossier.

4 Toutefois, considérant l'impact important  
5 des coûts évités sur les mesures d'efficacité  
6 énergétique, le RNCREQ demande à la Régie de revoir  
7 le calcul des coûts évités pour les prochains  
8 dossiers tarifaires de manière à ce qu'ils ne  
9 s'appuient pas exclusivement sur les prix  
10 « forward » mais reflètent plus adéquatement les  
11 coûts évités réels.

12 Passons maintenant aux réseaux autonomes.  
13 Le RNCREQ réitère ici les arguments et la position  
14 énoncés dans sa preuve écrite et s'oppose à la mise  
15 en oeuvre de l'augmentation de huit pour cent (8 %)  
16 par année du tarif de deuxième tranche en réseaux  
17 autonomes au nord du 53e parallèle.

18 Il aimerait émettre quelques commentaires  
19 additionnels en réponse à certains arguments  
20 présentés par le Distributeur en contre-  
21 interrogatoire et lors de son argumentation.

22 Débutons d'abord par la notion de chauffage  
23 d'appoint. La position du Distributeur, quant à  
24 l'augmentation de la deuxième tranche, s'appuie sur  
25 la prémisse que les clients qui consomment

1 davantage en deuxième tranche ont recours, dans une  
2 proportion plus importante, au chauffage électrique  
3 d'appoint.

4 Lors des contre-interrogatoires, les  
5 représentants du Distributeur ont démontré des  
6 interprétations variables de la notion de chauffage  
7 d'appoint.

8 Tout d'abord, monsieur Richard comprend  
9 qu'il s'agit des cabanons et portiques, donc des  
10 endroits qui ne seraient pas normalement chauffés  
11 et auxquels on ajoute du chauffage.

12 Monsieur Lagrange parle, quant à lui, du  
13 chauffage d'appoint dans les remises. Et monsieur  
14 Côté fait, quant à lui, davantage référence au  
15 chauffage dans les maisons.

16 Il semble se dégager de ces propos que tout  
17 chauffage électrique au nord du 53e parallèle est  
18 considéré par le Distributeur comme un chauffage  
19 d'appoint et est, par conséquent, visé par la  
20 mesure d'augmentation du tarif de deuxième tranche.

21 Les sources terminologiques  
22 gouvernementales sont pourtant claires à l'effet  
23 qu'un chauffage dit « d'appoint » est un chauffage  
24 complémentaire.

25 (10 h 25)

1                   Au soutien de sa demande pour la mise en  
2 oeuvre de l'augmentation tarifaire, le Distributeur  
3 soumet qu'elle offrira un signal de prix accentué  
4 pour ceux qui utilisent l'électricité alors qu'il  
5 existe une autre source d'énergie et qu'elle  
6 offrira à la clientèle des moyens de réduire sa  
7 consommation.

8                   Cela aurait pu être le cas si la mesure  
9 s'était véritablement appliquée à des situations de  
10 chauffage d'appoint, donc, de chauffage  
11 complémentaire. Toutefois, le Distributeur a  
12 reconnu que la consommation en deuxième tranche au  
13 nord du 53e parallèle était principalement due au  
14 chauffage des remises.

15                   L'électricité étant la principale, voire la  
16 seule source de chauffage pour les remises, un  
17 signal de prix plus élevé n'aura pas pour effet  
18 d'inciter les clients à privilégier une autre  
19 source d'énergie, mais plutôt de les dissuader à  
20 chauffer leur remise. Le RNCREQ ne peut soutenir  
21 une mesure qui risque de priver les clients de  
22 l'utilisation quotidienne et traditionnelle qu'ils  
23 font de leur remise.

24                   Finalement, l'augmentation du tarif de la  
25 deuxième tranche du tarif D est également

1 susceptible d'entraîner certains dommages que je  
2 qualifierais de collatéraux.

3 L'étude d'Opinion Impact révèle que cinq  
4 pour cent (5 %) des comptes clients, soit deux cent  
5 cinquante-huit (258) ménages, consomment en  
6 deuxième tranche à toutes les périodes de l'année.  
7 C'est le segment rouge. Parmi ceux-ci, quarante-  
8 deux pour cent (42 %) ont une chaufferette dans la  
9 maison ou la remise. C'est donc cinquante-huit pour  
10 cent (58 %) des ménages de cette catégorie, environ  
11 cent cinquante (150) ménages, qui subiront les  
12 effets d'une mesure tarifaire visant à dissuader  
13 l'utilisation de chauffage d'appoint alors qu'ils  
14 n'en utilisent pas.

15 Nous soumettons que cette consommation  
16 accrue chez certains ménages du Nunavik est due, du  
17 moins en partie, au surpeuplement des résidences.  
18 En effet, le nombre moyen d'individus dans les  
19 ménages du segment rouge est de cinq virgule six  
20 (5,6), soit le nombre le plus élevé de tous les  
21 segments. L'étude d'Opinion Impact établit une  
22 correspondance entre le nombre d'individus dans un  
23 ménage et le taux de diffusion de certains  
24 appareils électriques. Une augmentation de la  
25 deuxième tranche du tarif D pour ces ménages



1 équivaldrait à un signal de prix décourageant une  
2 consommation d'électricité qui ne peut être  
3 qualifiée autrement que normale, toute proportion  
4 gardée. Ici encore, eu égard à la composante  
5 sociale du développement durable, le RNCREQ ne peut  
6 soutenir une mesure produisant de tels effets  
7 collatéraux.

8 Il convient de noter que lors des contre-  
9 interrogatoires, monsieur Côté n'a pas reconnu le  
10 surpeuplement comme facteur de consommation au  
11 Nunavik. Sa réponse est toutefois irréconciliable  
12 avec les données publiées dans l'étude d'Opinion  
13 Impact qui indique, notamment, que la consommation  
14 annuelle des ménages du segment rouge dépasse par  
15 trente pour cent (30 %) le seuil de trente  
16 kilowattheures (30 kWh) par jours. Malheureusement,  
17 les auteurs de l'étude n'étaient pas présents lors  
18 du contre-interrogatoire pour défendre la justesse  
19 de leurs données. Le RNCREQ laisse donc à la Régie  
20 le soin de départager les deux positions.

21 Finalement, quant aux conclusions, compte  
22 tenu des motifs exprimés ci-dessus, le RNCREQ  
23 retire son appui à la proposition du Distributeur  
24 d'augmenter le prix de la deuxième tranche au nord  
25 du 53e parallèle et recommande à la Régie de

1 maintenir la suspension de l'application de cette  
2 décision.

3 Il recommande également qu'HQD travaille  
4 étroitement avec les acteurs du milieu afin de  
5 trouver des sources alternatives pour le chauffage  
6 des remises et afin de sensibiliser la population  
7 aux enjeux reliés à l'utilisation de l'énergie.  
8 Pour ce faire, le RNCREQ recommande la mise en  
9 place de solutions qui ne dépendent pas  
10 exclusivement des tarifs comme mesure dissuasive.

11 Pour terminer, très brièvement, au sujet de  
12 l'approvisionnement auprès des clients. Le RNCREQ  
13 salue les efforts entrepris par le Distributeur à  
14 ce chapitre. Il remarque néanmoins que l'état  
15 d'avancement des initiatives du Distributeur, soit  
16 le programme des chauffe-eau interruptibles, qui  
17 est en repositionnement, et le projet pilote  
18 relatif à la gestion de l'énergie chez les clients  
19 commerciaux et institutionnels est encore loin  
20 derrière celui de plusieurs programmes de « demand  
21 response » observables aux États-Unis.

22 Le RNCREQ demande à la Régie d'inciter le  
23 Distributeur à accélérer ses efforts visant à  
24 développer des mécanismes qui permettront aux  
25 clients de contribuer à rencontrer le besoin

1 énergétique aux heures critiques. Il propose que le  
2 Distributeur initie un mécanisme de concertation  
3 visant à étudier ces options et à favoriser leur  
4 déploiement plus efficace. C'est ce qui conclut les  
5 représentations du RNCREQ, le tout respectueusement  
6 soumis.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Merci, Maître Thibault-Bédard.

9 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

10 Avec plaisir.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, avez-vous des questions, Monsieur Houle?

13 Non? Maître Rozon?

14 Me LOUISE ROZON :

15 Bonjour.

16 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

17 Bonjour.

18 Me LOUISE ROZON :

19 J'aurais juste une question et je me réfère à la  
20 page 8 de votre plaidoirie.

21 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

22 Oui.

23 Me LOUISE ROZON :

24 En lien avec les coûts d'achat de court terme...

25

1 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

2 Oui.

3 Me LOUISE ROZON :

4 ... pour ce qui est des... de votre conclusion...

5 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

6 Oui.

7 Me LOUISE ROZON :

8 ... vous nous dites, bon, on ne peut présumer de  
9 l'acceptabilité des coûts, compte tenu que  
10 certaines transactions, selon votre témoignage,  
11 auraient été faites, selon le témoignage de votre  
12 analyste, auraient été faites à l'extérieur des  
13 normes établies par la Régie. Est-ce qu'on doit  
14 présumer que les coûts sont déraisonnables  
15 automatiquement? Ce n'est pas... puis, bon,  
16 évidemment, la conclusion, c'est que vous vous en  
17 remettez à...

18 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

19 Oui.

20 Me LOUISE ROZON :

21 ... notre bon jugement, mais...

22 Me PRUNELLE THIBAULT-BÉDARD :

23 Oui. C'est une très bonne question.

24 Me LOUISE ROZON :

25 ... je vous avoue que c'est un peu complexe.

1 Difficile de donner suite à ça.

2 (10 h 30)

3 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

4 C'est une très bonne question sur laquelle on s'est  
5 nous-mêmes fortement interrogés dans la préparation  
6 de l'argumentation. Ce qu'on cherche à dire, c'est  
7 qu'on comprend que ce sera un processus fastidieux  
8 si, à chaque dossier tarifaire, il fallait réviser  
9 une par une les transactions qui se sont tenues à  
10 l'intérieur du cadre. Donc, la position exprimée  
11 par maître Fraser à l'effet que ces transactions-là  
12 se font dans un contexte normé nous satisfait eu  
13 égard à leur justification. Si on peut faire cette  
14 présomption-là du côté de la justification, on ne  
15 peut pour autant la faire du côté des transactions  
16 qu'on juge effectuées à l'extérieur de ce contexte  
17 normé là.

18 La conclusion logique serait de dire, elles  
19 doivent donc être examinées une par une afin d'être  
20 justifiées une par une. L'exercice qui n'était pas  
21 nécessaire pour les transactions normées  
22 deviendrait alors nécessaire pour les transactions  
23 non normées. C'est fastidieux, j'en conviens. C'est  
24 la meilleure réponse que je peux trouver à votre  
25 question à ce moment-ci.

1 Me LOUISE ROZON :

2 C'est bon. Je vous remercie.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Merci, Maître Thibault-Bédard. Il n'y aura pas  
5 d'autres questions de la part de la Régie. Nous  
6 vous recommandons une pause de quinze (15) minutes,  
7 jusqu'à moins dix, pour poursuivre avec la  
8 plaidoirie de SÉ-AQLPA. Merci.

9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

10 REPRISE DE L'AUDIENCE

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Bonjour. Maître Neuman pour SÉ-AQLPA.

13 Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Bonjour, Madame la Présidente, Madame et Monsieur  
15 les régisseurs. Dominique Neuman pour SÉ-AQLPA,  
16 oui.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Oui. Vous avez prévu soixante (60) minutes?

19 Me DOMINIQUE NEUMAN :

20 Oui, mais je vais prendre moins, même beaucoup  
21 moins puisque j'ai mis ma plaidoirie par écrit.  
22 Donc, je vais attirer votre attention sur certains  
23 éléments. Et il y en a d'autres sur lesquels on va  
24 passer un peu plus - comment dire - en diagonale.  
25 Un peu comme maître Sicard le faisait remarquer

1 lors de sa propre plaidoirie, on est certain que  
2 vous aurez tout le temps de la lire au complet à  
3 d'autres moments. Donc, le fait que ce soit par  
4 écrit, justement, ça simplifie les choses. Comme  
5 ça, tout est là de toute façon, même les éléments  
6 que je n'aurai pas mentionnés aujourd'hui.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est bien. Or nous débutons.

9 PLAIDOIRIE PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Alors, je vous amène tout de suite à la page 3, qui  
11 est le début du chapitre 2. Le chapitre 2 porte sur  
12 la prévision de la demande et les outils de  
13 réduction de la demande. Donc, comme je l'ai  
14 indiqué, il y a certains passages que je vais lire  
15 mais d'autres que je ne lirai pas.

16 J'attire d'abord votre attention sur un  
17 point qui est peut-être plus important que les  
18 autres quant à l'importance de la qualité de la  
19 prévision de la demande utilisée dans les causes  
20 tarifaires. Comme c'est indiqué aux paragraphes 4  
21 et 5, historiquement, on a constaté des biais  
22 systémiques dans la prévision. On sait que,  
23 historiquement, les prévisions de la demande  
24 résidentielle avaient tendance à être sous-estimées  
25 alors que la demande industrielle était parfois

1 surestimée à long terme, mais sous-estimées quand  
2 on arrivait dans le court terme. Donc, ça amenait  
3 différents biais qui se traduisaient par des écarts  
4 de fin d'année, écarts qui, pour l'instant, étaient  
5 conservés... bien, soit absorbés, soit le plus  
6 souvent conservés par Hydro-Québec puisqu'il n'y  
7 avait pas, il n'y a pas encore aujourd'hui de  
8 mécanisme de partage de fin d'année.

9           Donc, je vous amène... Donc, ça, c'est le  
10 résumé des paragraphes 4 et 5. Le paragraphe 6 sur  
11 lequel je vous amène, le suivant. Donc, plusieurs  
12 intervenants soulignent toutefois l'imminence d'un  
13 mécanisme de réglementation incitative de HQD et  
14 qui comporterait probablement un mécanisme de  
15 partage des écarts de fin d'année, et donc leur  
16 report partiel une année ultérieure, ce qui selon  
17 ces intervenants réduit le besoin d'exactitude de  
18 la prévision annuelle utilisée aux fins des causes  
19 tarifaires.

20           La FCEI propose par ailleurs la création  
21 d'un compte de frais reportés des revenus nets des  
22 achats d'électricité, ce qui selon elle réduirait  
23 également le besoin d'exactitude de la prévision  
24 annuelle utilisée aux fins des causes tarifaires.  
25 Je vous indique la référence.



1                    Dans ce contexte, nous nous sommes demandés  
2                    si la qualité de la prévision de la demande est  
3                    toujours importante dans les causes tarifaires.  
4                    Notre témoin, monsieur Jacques Fontaine, a réitéré  
5                    que oui, en audience le quinze (15) décembre deux  
6                    mille quinze (2015). Il insiste que la qualité de  
7                    la prévision demeurera toujours fondamentale, même  
8                    si l'on accroissait les comptes de frais reportés,  
9                    et quelles que soient les modalités du futur  
10                    mécanisme incitatif ou de disposition des écarts de  
11                    fin d'année. En effet, il souligne que même avec la  
12                    mise en place de telles modalités, la qualité des  
13                    prévisions continuera au moins à réduire le report  
14                    intergénérationnel des surplus de coûts ou des  
15                    surplus de revenus.

16                    Et à cela nous ajoutons que la justesse de  
17                    la prévision de la demande tant en énergie qu'en  
18                    puissance, et tant à long terme qu'à court terme,  
19                    est fondamentale pour optimiser les coûts  
20                    d'approvisionnement, ainsi que les choix  
21                    contractuels à cet égard, les prises de risques de  
22                    sous-approvisionnement ou de surapprovisionnement  
23                    et le choix des outils et dépenses en réduction de  
24                    la demande, tant en énergie qu'en puissance.

25                    (10 h 59)

1                   Compte tenu de l'obligation de desservir  
2 d'Hydro-Québec Distribution, il existe un risque  
3 net de surapprovisionnement à long terme, alors  
4 qu'une sous-estimation de la demande à court terme  
5 est susceptible d'amener des choix  
6 d'approvisionnement à court terme moins longuement  
7 planifiés et donc plus coûteux et souvent plus  
8 polluants.

9                   L'exactitude de la prévision de la demande  
10 n'est donc pas seulement un enjeu d'écarts de  
11 revenus de fin d'année, loin de là. C'est un enjeu  
12 structurel affectant tant les moyens  
13 d'approvisionnement que ceux de réduction de la  
14 demande en énergie et en puissance à long terme et  
15 à court terme.

16                   Et à cela, j'ajoute, et je sors du texte.  
17 Un extrait de la plaidoirie de HQD qui vous a été  
18 livrée hier et qui se trouve aux notes  
19 sténographiques du seize (16) décembre deux mille  
20 quinze (2015), au bas de la page 25, où maître  
21 Fraser a souligné que la prévision de la demande  
22 était l'intrant le plus important du point de vue  
23 méthodologique dans la cause tarifaire.

24                   Donc, pour ce qui est de la section  
25 suivante de l'argumentation, je vous énumère

1 certains éléments, des éléments dont vous avez déjà  
2 amplement pris connaissance qui sont à la fois dans  
3 la preuve écrite et qui ont été énoncés, parfois  
4 avec quelques variations, dans la preuve orale.  
5 Donc, c'est la section 2.2. Nous énonçons  
6 différents moyens d'améliorer la prévision.

7 À la fois la prévision en énergie, mais  
8 également nous soulignons qu'il y a des lacunes qui  
9 restent quant à la prévision de la demande en  
10 puissance. La demande en puissance est couverte par  
11 le paragraphe 10 où là il y a peut-être plus de  
12 choses à faire puisqu'on a beaucoup travaillé sur  
13 l'amélioration de la prévision de la demande en  
14 énergie au cours des années précédentes, mais... et  
15 pour essayer d'en corriger les biais, mais  
16 maintenant on constate que des problèmes qui peut-  
17 être étaient moins importants à une certaine époque  
18 commencent à l'être et exigent un peu plus de  
19 raffinement quant à la qualité de la prévision de  
20 la demande en puissance.

21 Je vous amène au paragraphe 12 et, ce  
22 paragraphe, je vais le lire.

23 C'est dans ce contexte, donc à la fois où  
24 il y a de correctifs à la prévision de la demande  
25 en énergie et qu'il en reste à faire pour la

1 prévision de la demande en puissance, c'est dans ce  
2 contexte que SÉ/AQLPA, avec leur témoin monsieur  
3 Jacques Fontaine, commencent à accepter le principe  
4 d'une mise à jour de la prévision en cours de  
5 dossier tarifaire, vers novembre-décembre de  
6 l'année de base, avec mise à jour correspondante  
7 d'au moins certaines des données budgétaires du  
8 dossier tarifaire.

9 En audience, monsieur Jacques Fontaine  
10 souligne la nouvelle approche du Distributeur à cet  
11 effet, tant pour deux mille quinze (2015), ce qui  
12 fut accepté par la Régie, que maintenant pour deux  
13 mille seize (2016), dans la présentation de  
14 monsieur Richard.

15 Tant la Régie de l'énergie qu'Hydro-Québec  
16 Distribution et que de nombreux intervenants dont  
17 SÉ/AQLPA auraient auparavant exprimé des réticences  
18 quant à cette approche. Mais, notre recommandation,  
19 c'est que celle-ci apparaît toutefois désormais  
20 acceptable du point de vue régulateur et nous  
21 l'appuyons.

22 Cette nouvelle approche change les manières  
23 de faire régulateurs, mais s'ajoute aux autres  
24 mesures prises, mais insuffisante, en vue de  
25 contribuer à réduire le risque d'écart entre la

1 prévision de la cause tarifaire et la réalité du  
2 rapport annuel.

3           Là encore je fais un ajout hors texte. Lors  
4 de sa plaidoirie, HQD a indiqué que  
5 vraisemblablement ils reviendraient à... enfin, que  
6 ce n'était pas permanent cette philosophie de  
7 modifier la prévision de la demande en cours de  
8 dossier.

9           Nous aurions tendance maintenant à être  
10 plus souple à cet égard. En tout cas, on verra les  
11 années prochaines ce qu'il adviendra, mais nous  
12 voyons moins cela, que le Distributeur, moins cela  
13 que comme une situation exceptionnelle. Ça se peut  
14 que ce soit un moyen plus à utiliser plus  
15 régulièrement et peut-être de façon standard, pour  
16 contribuer à réduire le risque, le risque  
17 prévisionnel.

18           Je reviens à mon texte. Donc, dans la  
19 section 2.2, nous traitons de la prévision de la  
20 demande quant aux véhicules électriques. Là encore  
21 vous avez amplement lu la preuve, vous avez... et  
22 vous avez entendu monsieur Deslauriers avant-hier,  
23 qui fait état du fait que l'arrivée prochaine, et  
24 il indique ce qui l'amène à conclure que cette  
25 arrivée est très prochaine, il nous fournit

1 différentes statistiques, des véhicules électriques  
2 sur le marché, amènera de nombreux enjeux  
3 réglementaires, non seulement quant à la prévision de  
4 la demande, mais quant à la tarification, quant à  
5 des... quant à des aides financières qui pourraient  
6 être accordées, quant à la fois la... quand je dis  
7 la « tarification », je parle à la fois de la  
8 tarification pour acheter de l'électricité dans des  
9 bornes de recharge et aussi, éventuellement, pour  
10 la revendre comme moyen d'approvisionnement de fine  
11 pointe, donc... et il y a des enjeux techniques qui  
12 viennent avec ça, dont monsieur Deslauriers a fait  
13 état. Donc, nous réitérons la suggestion qui a été  
14 faite par monsieur Deslauriers. Donc, tout ça,  
15 c'est le paragraphe 13 de cette argumentation.

16 (11 h 05

17 Donc, tout ça c'est le paragraphe 13, à l'effet que  
18 nous recommandons à la Régie de convoquer une  
19 séance de travail ou d'ouvrir un nouveau dossier ou  
20 une phase 2 du présent dossier afin d'examiner de  
21 façon intégrée les aspects techniques, les aspects  
22 tarifaires et les autres aspects réglementaires à  
23 mettre en place en vue de préparer l'arrivée de  
24 véhicules électriques. Une telle audience pourrait  
25 être de même nature que celle qui eut lieu en deux

1 mille quatre (2004) auprès de la régie de  
2 l'énergie, au dossier 3551-2004, sur  
3 l'autoproduction par la clientèle chez Hydro-Québec  
4 Distribution.

5 Je vais vous lire le paragraphe 14 puisque  
6 je répons à une préoccupation de la formation, qui  
7 a été exprimée avant-hier. En réponse à une  
8 interrogation de la Régie quant au caractère peut-  
9 être prématuré d'une telle préparation, nous  
10 soumettons respectueusement qu'il n'est pas  
11 nécessaire d'attendre la future stratégie  
12 énergétique gouvernementale deux mille seize - deux  
13 mille vingt-cinq (2016-2025). En effet, la volonté  
14 de l'État québécois de développer le marché des  
15 véhicules électriques au Québec fait déjà l'objet  
16 de multiples politiques publiques dont la Régie a  
17 connaissance d'office.

18 De plus, notre témoin, monsieur Jacques  
19 Fontaine, a souligné en audience que, présentement,  
20 les voitures électriques ont une pénétration  
21 d'environ zéro virgule cinq pour cent (0,5 %) du  
22 marché. Et les experts en marketing disent qu'il  
23 faut s'en occuper dès qu'une innovation atteint un  
24 taux de pénétration d'un pour cent (1 %). Or, ce  
25 taux devrait être atteint très prochainement au

1 rythme actuel de croissance exponentielle. C'est  
2 donc bel et bien dès à présent qu'il est optimal de  
3 définir le cadre réglementaire.

4 Et, en page suivante, à cela nous ajoutons  
5 un enjeu juridique. Seule la Régie a la juridiction  
6 de fixer des tarifs d'électricité. Or, des tarifs  
7 existent déjà de facto, sans avoir été établis par  
8 la Régie, pour la vente d'électricité dans des  
9 bornes de recharge pour véhicules. Il s'agit donc  
10 présentement d'une situation juridiquement  
11 irrégulière qu'il serait souhaitable de corriger.

12 À la section 3 nous proposons un nouveau  
13 paradigme pour les mesures de réduction de la  
14 demande en énergie et en puissance. Je vais vous  
15 lire cette section au complet.

16 D'abord, notre recommandation. Tant dans  
17 son rapport C-SÉ-AQLPA-0008 qu'en audience le  
18 quinze (15) décembre deux mille quinze (2015),  
19 notre témoin, monsieur Jacques Fontaine, recommande  
20 qu'Hydro-Québec Distribution tienne compte des  
21 mesures d'efficacité de puissance dans la prévision  
22 de la demande elle-même, comme cela se fait déjà  
23 pour les mesures d'efficacité en énergie. Il voit  
24 un problème méthodologique dans cette discordance  
25 de traitement.



1                   Nous invitons respectueusement la Régie à  
2                   accueillir cette recommandation d'harmonisation  
3                   méthodologique.

4                   Mais nous soumettons respectueusement à la  
5                   Régie que l'enjeu méthodologique est plus large et  
6                   touche même à la compétence de la Régie. C'est un  
7                   changement de paradigme que nous invitons le  
8                   tribunal quant à la manière de concevoir et de  
9                   catégoriser les mesures de réduction de la demande,  
10                  tant en énergie qu'en puissance.

11                  Les mesures d'efficacité énergétique et,  
12                  plus globalement, les mesures de réduction de la  
13                  demande, tant en énergie qu'en puissance, se  
14                  retrouvent, en effet, dans tous les aspects du  
15                  dossier tarifaire, pas seulement dans le cadre  
16                  limité du Plan global en efficacité énergétique.  
17                  Ainsi, j'énumère une série d'exemples.

18                  D'abord, les mesures de réduction de la  
19                  demande, tant en énergie qu'en puissance, se  
20                  retrouvent dans la stratégie tarifaire. Elles se  
21                  retrouvent dans le tarif DT, dans les options  
22                  tarifaires interruptibles, dans le niveau tarifaire  
23                  des tranches de consommation compressible, telle  
24                  que la deuxième tranche du tarif D, dans  
25                  d'éventuels modes de tarification innovateurs, et

1 caetera. L'incitation à l'efficacité énergétique se  
2 trouve dans les différents signaux de prix. Les  
3 mesures de réduction de la demande peuvent  
4 consister à promouvoir l'autoproduction électrique  
5 et, peut-être un jour, la microproduction avec  
6 revente au réseau de l'excédent par rapport à la  
7 consommation du client. On se rappelle que les  
8 mesures de réduction de la demande se trouvent  
9 également dans les dispositions tarifaires de Gaz  
10 Métro qui évitent à un consommateur d'être  
11 transféré à une tranche tarifaire plus coûteuse si  
12 sa consommation se trouve réduite par des mesures  
13 d'efficacité énergétique.

14 Deuxièmement, les mesures de réduction de  
15 la demande, tant en énergie qu'en puissance,  
16 peuvent se trouver dans des conditions de service  
17 ayant un effet incitatif.

18 Troisièmement, les mesures de réduction de  
19 la demande, tant en énergie qu'en puissance,  
20 peuvent se trouver dans des améliorations  
21 techniques au réseau de distribution, tel que le  
22 projet CATVAR.

23 (11 h 10)

24 D'ailleurs Hydro-Québec Distribution a comptabilisé  
25 les gains de ce projet comme faisant partie - j'ai

1 pas terminé ma phrase - mais comme faisant partie  
2 de son objectif gouvernemental d'efficacité  
3 énergétique.

4 Quatrièmement, les mesures de réduction de  
5 la demande, tant en énergie qu'en puissance,  
6 peuvent se trouver dans des mesures de substitution  
7 de formes d'énergie (par exemple le remplacement du  
8 mazout par de l'éolien ou du solaire). Le BEIE et,  
9 avant lui, l'Agence de l'efficacité énergétique  
10 étaient réticentes à admettre la substitution de  
11 forme d'énergie comme étant une mesure d'économie  
12 d'énergie; mais nous croyons que dans une  
13 perspective environnementale et politique globale,  
14 elle doit l'être.

15 Sixièmement, les mesures de réduction de la  
16 demande, tant en énergie qu'en puissance, peuvent  
17 se qualifier tout autant comme programmes  
18 d'efficacité énergétique ou comme programmes  
19 commerciaux (par exemple les PUERRA - qui sont les  
20 programmes d'utilisation efficace de l'énergie en  
21 réseaux autonomes - ou le nouveau programme de  
22 chauffe-eau interruptibles). La dénomination n'a  
23 plus d'importance. Par ailleurs, c'est par analogie  
24 avec les programmes commerciaux mentionnés à  
25 l'article 40, alinéa 1, paragraphe 1 de la Loi que,

1 vous vous souviendrez, il a été historiquement  
2 décidé par la Régie de traiter les dépenses dans  
3 ces programmes comme étant des actifs d'Hydro-  
4 Québec Distribution. Parce que l'article 49 parle  
5 de programmes commerciaux et ne mentionne pas  
6 spécifiquement les programmes d'efficacité  
7 énergétique.

8 Et septièmement, plus généralement,  
9 absolument rien n'interdit à Hydro-Québec  
10 Distribution de mettre en place des programmes de  
11 réduction de la demande, même s'il fallait les  
12 qualifier de « programmes d'efficacité  
13 énergétique », sans que ceux-ci n'aient  
14 nécessairement à faire partie de son PGEÉ ni plus  
15 généralement du Plan du BEIE - ce qu'on appelle le  
16 PEEENT - et de la liste de programmes transmise au  
17 ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles  
18 du Québec suivant la Loi sur l'efficacité et  
19 l'innovation énergétique. En effet, le législateur  
20 n'a évidemment jamais interdit à quiconque de faire  
21 de l'efficacité énergétique supplémentaire au-delà  
22 de ce qui se trouve répertorié dans ces écrits.

23 Nous invitons donc respectueusement la  
24 Régie de l'énergie à faire sienne ce nouveau  
25 paradigme quant à la manière plus étendue de

1 concevoir (et de catégoriser) les mesures de  
2 réduction de la demande.

3 Ce nouveau paradigme justifie encore  
4 davantage notre recommandation précédente à l'effet  
5 qu'Hydro-Québec Distribution tienne compte des  
6 mesures d'efficacité et de puissance dans la  
7 prévision de la demande elle-même, comme cela se  
8 fait déjà pour les mesures d'efficacité en énergie.

9 Ce nouveau paradigme permet par ailleurs de  
10 concevoir de manière plus étendue sa compétence, la  
11 compétence du Tribunal, d'« ordonner » de nouvelles  
12 mesures de réduction de la demande, tant en énergie  
13 qu'en puissance. En effet, puisque la réduction de  
14 la demande peut se trouver dans tous les aspects de  
15 la régulation, puisque rien n'interdit à Hydro-  
16 Québec Distribution de mettre en place de telles  
17 mesures au-delà de son PGEÉ et au-delà, plus  
18 généralement du plan du BEIE et de la liste de  
19 programmes transmise au ministre, il s'ensuit que  
20 la Régie de l'énergie dispose de la pleine  
21 compétence d'« ordonner » des mesures de réduction  
22 de la demande au-delà de ses écrits.

23 Au présent dossier, le GRAME formule une  
24 réflexion allant en ce sens. Mais notre présente  
25 proposition que j'ai énoncée est encore plus

1 englobante. Et j'ai cité les références à... aux  
2 représentations que le GRAME vous a soumises.

3 Je passe maintenant à la page 18, à la  
4 question des charges. D'abord à la page 19  
5 j'aborde... j'aborde certaines questions  
6 préliminaires, enfin comme j'ai mis le plan de ce  
7 chapitre à la page 18. Parce que je parle... je  
8 vais vous parler de certains aspects spécifiques, à  
9 savoir les charges du service à la clientèle, les  
10 charges d'approvisionnement et le traitement de  
11 leur compte de frais reportés et l'autre compte de  
12 nivellement de la température et de charges  
13 régulateurs abordées par un intervenant. Mais au  
14 préalable, je vais vous parler du critère général  
15 de nécessité des dépenses devant être reconnues au  
16 revenu requis et de l'interprétation de ces  
17 critères et de son application. Et également du  
18 montant global des dépenses et de la prévision de  
19 l'efficience.

20 Donc je suis à la page 19, au paragraphe  
21 20. Selon l'article 49, alinéa 1, paragraphe 2 de  
22 la Loi, rendu applicable à Hydro-Québec  
23 Distribution par les articles 52.1 et 52.3 de cette  
24 même Loi, son revenu requis tient compte notamment  
25 des dépenses prévues qui seraient perçues par le

1 Tribunal comme étant « nécessaires ».

2 Cette formulation est spécifique au droit  
3 réglementaire québécois. D'autres juridictions  
4 réglementaires appliquent à la reconnaissance des  
5 dépenses le critère du « caractère prudent » ou  
6 « prudemment acquis », un critère qui, au Québec,  
7 est législativement applicable uniquement à la  
8 reconnaissance des actifs.

9 (11 h 14)

10 Toutefois, en pratique, la Régie a toujours  
11 appliqué ce critère de nécessité des dépenses d'une  
12 manière souple, en évitant la microgestion et une  
13 ingérence trop prononcée du tribunal dans les choix  
14 de l'assujetti.

15 Le critère de nécessité des dépenses en  
16 vient donc, même au Québec, à se rapprocher du  
17 critère du caractère prudent ou du critère selon  
18 lequel le bien ou service visé par la dépense  
19 serait prudemment acquis.

20 À la section 3.2, je vous traite de la  
21 question de savoir s'il devrait y avoir une coupure  
22 additionnelle d'un point cinq pour cent (1,5 %) au  
23 montant global des dépenses avant d'apporter une de  
24 ces dépenses en particulier qui sera le service à  
25 la clientèle ainsi que d'autres charges

1 spécifiques.

2 Dans chaque cause tarifaire, le  
3 Distributeur ajuste la prévision de ses charges de  
4 l'année témoin afin d'y inclure une prévision de  
5 gains d'efficience, lesquels peuvent éventuellement  
6 être permanentisés de manière à être appliqués  
7 également de façon permanente aux revenus requis  
8 des années subséquentes.

9 Historiquement, et avant les modifications  
10 que j'énonce ci-après, si des gains d'efficience  
11 imprévus supplémentaires survenaient en cours  
12 d'exercice, HQD les conservait, et donc les  
13 ajoutait à sa redevance remise au gouvernement,  
14 laquelle bénéficie à l'ensemble des citoyens  
15 québécois en réduisant le besoin de réduction des  
16 dépenses publiques, le besoin de hausses de revenus  
17 fiscaux ou le besoin d'accroître la dette transmise  
18 aux générations futures.

19 En deux mille douze (2012), le gouvernement  
20 du Québec, par son budget et par un décret de  
21 préoccupations, avait tenté d'obtenir que les gains  
22 d'efficience prévus bénéficient également à Hydro-  
23 Québec Distribution, et donc au gouvernement, et à  
24 l'ensemble des citoyens québécois.

25 La Régie a refusé d'appliquer ce voeu



1           gouvernemental vu l'absence de modification  
2           législative adoptée en temps opportun.

3                        Au dossier 3842, la Régie avait prévu un  
4           mécanisme de partage entre le Distributeur et la  
5           clientèle des écarts prévision/réel de fin d'année.  
6           Ce mécanisme est toutefois temporairement suspendu  
7           par la Loi.

8                        Un mécanisme plus élaboré d'établissement  
9           d'un mécanisme de réglementation incitative du  
10          Distributeur et du Transporteur est par ailleurs en  
11          cours d'élaboration.

12                      Dans ce contexte toutefois, la Régie a déjà  
13          entrepris depuis plusieurs années d'établir elle-  
14          même une prévision de gains d'efficience  
15          supplémentaires à ceux prévus par Hydro-Québec  
16          Distribution et de l'imposer à son revenu requis  
17          prévisionnel aux fins d'établissement des tarifs.

18                      Ce procédé réduit le risque que ces gains  
19          d'efficience imprévus apparaissent en cours d'année  
20          et donc bénéficient à Hydro-Québec Distribution, et  
21          comme je l'ai dit donc au gouvernement et ainsi à  
22          l'ensemble des citoyens québécois.

23                      Mais, évidemment, ce procédé retire à  
24          Hydro-Québec Distribution sa flexibilité de gestion  
25          en l'obligeant à effectuer des coupures

1 budgétaires, même conjoncturelles et non  
2 récurrentes, malgré ses besoins réels, le cas  
3 échéant.

4 Au présent dossier, HQD informe le tribunal  
5 et les participants que cette limite a  
6 effectivement été atteinte quant aux coupures  
7 budgétaires imposées.

8 Elle indique que les exigences de coupures  
9 budgétaires supplémentaires établies par la Régie  
10 pour deux mille quinze (2015) ont dû être  
11 appliquées de façon conjoncturelle et ne sont pas  
12 devenues de l'efficacité permanente transposable  
13 par elle-même en deux mille seize (2016).

14 Hydro-Québec Distribution demande donc au  
15 tribunal de ne pas l'obliger à ajouter des coupures  
16 supplémentaires d'un point cinq pour cent (1,5 %) dans son revenu requis de deux mille seize (2016) car elle aurait déjà des difficultés à reproduire en deux mille seize (2016) ses coupures  
19 conjoncturelles de deux mille quinze (2015) d'un  
20 point cinq pour cent (1,5 %) déjà réalisées à la  
21 demande de la Régie, ce qu'elle s'engage toutefois  
22 à faire.

24 Le onze (11) décembre deux mille quinze  
25 (2015), la formation de la Régie, par la voix de

1 maître Louise Rozon, posait d'ailleurs à ce sujet  
2 la question suivante à la FCEI, donc sur le un  
3 point cinq (1,5 %) d'efficience que la FCEI  
4 proposait de maintenir. Je vais juste vous lire les  
5 passages soulignés en caractères gras de cette  
6 citation. Donc, la formation demandait :

7 Est-ce qu'il n'y a pas à un moment  
8 donné un seuil, un seuil minimum, là,  
9 requis pour que le Distributeur soit  
10 en mesure d'accomplir son travail de  
11 façon satisfaisante?

12 La formation a dit encore :

13 Il y a peut-être des mesures  
14 d'efficience qui demeurent dans des  
15 façons de faire et tout. Mais est-ce  
16 qu'on n'a pas atteint un seuil  
17 critique?

18 La FCEI indiquait qu'il ne peut pas répondre :

19 Alors, je ne peux pas répondre à votre  
20 question, vous dire, oui, oui, il  
21 reste de la place. Autre que vous dire  
22 que l'efficience c'est une processus  
23 continu. Mais je n'ai aucune raison,  
24 je n'ai rien qui me...

25 Il n'a pas terminé sa phrase.

1 L'Union des consommateurs exprime également  
2 sa crainte que, dans un objectif de réduction de  
3 coût, le Distributeur néglige l'entretien de ses  
4 équipements, en rappelant que, depuis deux mille  
5 onze (2011), il y aurait eu vingt-deux (22)  
6 déversements dans les équipements du Distributeur  
7 dont celui important aux Îles-de-la-Madeleine.

8 Je vous reproduis la citation provenant  
9 d'UC.

10 (11 h 20)

11 SÉ-AQLPA partagent cette préoccupation,  
12 qu'ils avaient d'ailleurs également exprimée  
13 antérieurement. La création récente, au dossier  
14 R-3905-2014 Phase 2, d'un compte de frais reportés  
15 permettant la récupération des coûts de remédiation  
16 à de tels déversements, bien que souhaitable, ne  
17 règle pas le risque que des coupures budgétaires  
18 puissent affecter la qualité de l'entretien des  
19 équipements.

20 Nous notons d'ailleurs qu'au récent dossier  
21 R-3934-2015 dont la décision devrait être émise  
22 avant celle au présent dossier, Hydro-Québec  
23 TransÉnergie avait soulevé les mêmes craintes et  
24 proposé de lui autoriser un budget d'entretien  
25 supplémentaire nettement plus élevé que ce

1 qu'aurait permis la seule indexation annuelle selon  
2 une formule paramétrique.

3 Dans le même sens, l'Union des producteurs  
4 agricoles indique en plaidoirie le risque que des  
5 coupures budgétaires ne réduisent la qualité du  
6 travail d'Hydro-Québec Distribution en maîtrise de  
7 la végétation, accroissant ainsi le risque de  
8 pannes.

9 Dans l'ensemble de ce contexte, nous  
10 invitons respectueusement la Régie à la prudence  
11 avant d'imposer en deux mille seize (2016) à Hydro-  
12 Québec Distribution une nouvelle coupure budgétaire  
13 sans affectation spécifiée de un point cinq pour  
14 cent (1,5 %), ou de tout autre taux, en plus de la  
15 reconduction déjà acceptée de celle de un point  
16 cinq pour cent (1,5 %) de l'an dernier et des gains  
17 d'efficience de deux mille seize (2016) déjà prévus  
18 par Hydro-Québec Distribution. Il nous semble que  
19 cette exigence de coupures budgétaire  
20 supplémentaire sans affectation spécifiée devrait  
21 pouvoir reposer sur un fondement.

22 On devrait par ailleurs éviter, par une  
23 telle coupure budgétaire, de chercher à contourner  
24 la décision législative selon laquelle les gains  
25 d'efficience imprévus apparaissant en cours d'année

1 (il faut enlever le mot "et donc") bénéficient à  
2 Hydro-Québec Distribution, et donc au gouvernement  
3 et ainsi à l'ensemble des citoyens québécois.

4 Cet objectif législatif fait notamment  
5 partie des considérations d'intérêt public, de  
6 développement durable et d'équité dont la Régie  
7 doit tenir compte dans l'exercice de toutes ses  
8 juridictions selon l'article 5 de sa loi  
9 constitutive.

10 Par ailleurs, la Régie doit garder à  
11 l'esprit qu'un mécanisme de réglementation  
12 incitative est en cours d'élaboration dans un autre  
13 dossier. Si ce mécanisme ressemble à d'autres  
14 mécanismes incitatifs fréquemment rencontrés, dont  
15 celui adopté par la Régie pendant plusieurs années  
16 pour Gaz Métro, le revenu plafond du Distributeur  
17 sera basé sur l'inflation moins un facteur de  
18 productivité de base, ce qu'on appelle dans le  
19 jargon « I-X », et l'on devra y soustraire certains  
20 postes budgétaires exclus. Et il est peu probable  
21 que le facteur de productivité de base soit  
22 tellement élevé qu'il excéderait de un point cinq  
23 pour cent (1,5 %) l'inflation comme cela est  
24 discuté au présent dossier.

25 Plusieurs mécanismes prévoient aussi

1 d'autres mesures pour s'assurer que les coupures  
2 budgétaires soient refusées si elles affectent la  
3 qualité des services fournis, incluant leur qualité  
4 environnementale. Ces mesures peuvent consister à  
5 protéger certains postes budgétaires des coupures  
6 au moyen d'une exclusion, d'un compte de frais  
7 reportés ou d'une décision particulière. (Il faut  
8 remplacer le mot « et » par « ou » ou d'une  
9 décision particulière)

10 Selon les mécanismes incitatifs fréquemment  
11 rencontrés, dont celui adopté par la Régie pendant  
12 plusieurs années pour Gaz Métro, les gains  
13 d'efficience excédant la base prévue selon la  
14 formule I-X, après exclusions et autres mesures  
15 particulières, seraient partagés en fin d'année  
16 selon un mécanisme de partage établi, lequel  
17 permettrait usuellement au Distributeur d'en  
18 conserver au moins une partie pour motifs  
19 incitatifs.

20 Tous ces aspects seraient absents si la  
21 Régie, au présent dossier, applique une coupure  
22 uniforme des dépenses de un point cinq pour cent  
23 (1,5 %), ou d'un autre taux, non affectée à quelque  
24 poste budgétaire spécifique, sans précaution quant  
25 aux impacts sur la qualité du service, dont la

1           qualité environnementale, et en remettant  
2           entièrement le montant de ces coupures en baisse du  
3           revenu requis tarifaire.

4                       Notre recommandation. Donc, nous soumettons  
5           respectueusement qu'une coupure budgétaire uniforme  
6           de un point cinq pour cent (1,5 %) des charges ne  
7           devrait pas être imposée à Hydro-Québec  
8           Distribution en deux mille seize (2016) en sus des  
9           coupures budgétaires que celle-ci a déjà prévu  
10          appliquer.

11                      Si une telle coupure additionnelle était  
12          imposée, celle-ci consisterait en effet en une  
13          mesure très différente et très pénalisante pour  
14          l'ensemble des citoyens du Québec, par rapport à ce  
15          que le législateur a actuellement mis en place, par  
16          rapport à ce qu'un éventuel mécanisme incitatif  
17          aurait prévu et plus généralement par rapport aux  
18          objectifs visés par la Loi sur la Régie de  
19          l'énergie.

20                      Je vous amène maintenant à la page 27 à la  
21          section 3.3 qui porte sur les charges de service à  
22          la clientèle. Notre recommandation, c'est que les  
23          charges du Distributeur fassent l'objet ou non  
24          d'une exigence de coupure budgétaire globale  
25          additionnelle de un point cinq pour cent (1,5 %),



1 tel que discuté jusqu'à maintenant, il nous semble  
2 respectueusement que le poste budgétaire du  
3 Service à la clientèle devrait, au moins lui,  
4 devrait durant l'année deux mille seize (2016)  
5 spécifiquement, faire l'objet d'un compte de frais  
6 reportés par rapport à son budget aujourd'hui prévu  
7 pour cette année.

8 (11 h 25))

9 Je vais vous lire une partie du texte qui suit.

10 Mais, en effet, comme le souligne avec  
11 justesse madame Brigitte Blais, témoin de SÉ/AQLPA  
12 dans ton témoignage oral du quinze (15) décembre  
13 deux mille quinze (2015), qui précise et modifie  
14 son rapport C-SÉ/AQLPA-0010, SÉ/AQLPA-3, Document  
15 1... et là il y a une série de... il y a une série  
16 d'éléments. Je ne vais pas vous lire au complet,  
17 mais essentiellement...

18 Certes, Hydro-Québec Distribution a  
19 expliqué la baisse de cinq point six pour cent  
20 (5,6 %) en deux mille seize (2016) du coût de son  
21 service à la clientèle par les modifications  
22 comptables au traitement de ses charges de  
23 retraite.

24 Mais, parallèlement, Hydro-Québec  
25 Distribution exprime aussi qu'elle a de nouveaux

1 besoins dans ce service afin de l'améliorer sur  
2 plusieurs plans, notamment afin de refléter  
3 l'importance accordée à la qualité du service par  
4 le nouveau PDG d'Hydro-Québec, monsieur Éric  
5 Martel. Et surtout Hydro-Québec Distribution nous  
6 exprime que ces besoins ne sont pas encore bien  
7 définis car des négociations sont en cours avec ses  
8 syndicats afin de déterminer comment des nouvelles  
9 pratiques pourront être mises en place.

10 On parle notamment d'une extension des  
11 heures d'ouverture, d'un usage possible d'employés  
12 à temps partiel dans les périodes de pointe de  
13 demandes de service, ainsi que l'amélioration de  
14 nouveaux supports de communication.

15 Ces besoins nouveaux du Distributeur, non  
16 encore totalement définis, d'amélioration du  
17 service à la clientèle s'inscrivent dans un  
18 contexte où plusieurs déficiences importantes  
19 s'accumulent telles que notées par notre témoin  
20 madame Brigitte Blais dans ses témoignages écrits  
21 et oraux.

22 Les déficiences qui sont énumérées plus  
23 loin sur cette page, c'étaient le délai d'attente  
24 élevé et croissant, le délai d'attente téléphonique  
25 des clients qui réussissent à être placés en

1 attente, ainsi que les statistiques nouvelles,  
2 c'est la première fois que nous les obtenons, quant  
3 au nombre de personnes, quant au taux des personnes  
4 qui n'arrivent même pas à obtenir une ligne  
5 téléphonique, donc qui atteint treize à quinze pour  
6 cent (13 %-15 %). Et également le nombre d'appels  
7 nécessaires pour obtenir une ligne une première  
8 fois, donc soit plus de trois appels dans vingt  
9 pour cent (20 %) des cas, que nous faisons mention  
10 du fait que ça avait été amplement relaté par...  
11 dans les journaux ou mêmes des journalistes  
12 écrivaient un article pour dire qu'ils n'arrivaient  
13 pas à rejoindre Hydro-Québec, ce qui faisait suite  
14 à des plaintes dont ils faisaient état.

15 Je vais vous mentionner la recommandation,  
16 mais elle vous a déjà été exprimée par madame Blais  
17 à l'audience qui est à la frontière entre la page  
18 28 et la page 29, à l'effet que madame Labrecque a  
19 indiqué ne pas avoir de cible à ce jour pour  
20 réduire le taux d'appels bloqués ou manqués. Et  
21 nous demandons à la Régie de requérir que le  
22 Distributeur se fixe une telle cible et puisse donc  
23 faire rapport sur l'état de sa réalisation au  
24 prochain dossier tarifaire.

25 Donc, c'est dans ce contexte qu'il nous

1           semble qu'il serait approprié que la Régie  
2           constitue, tel que nous le demandons, un compte de  
3           frais reportés pour les charges de HQD en deux  
4           mille seize (2016) dans ce service. Étant donné  
5           l'importance de la qualité du service à la  
6           clientèle, étant donné les déficiences déjà  
7           constatées et étant donné les nouveaux besoins pas  
8           encore bien définis pour ce service, il nous semble  
9           qu'un tel compte de frais reportés accorderait à  
10          HQD la flexibilité nécessaire pour poser les gestes  
11          optimaux qui amélioreront la qualité du service,  
12          sans être paralysée par le budget qui  
13          nécessairement ne peut pas avoir déjà prévu toutes  
14          les mesures qui seront prises puisque celles-ci  
15          sont encore en cours d'élaboration.

16                    Au paragraphe 30 qui s'étend de la fin de  
17                    la page 29 à la page 30, nous élaborons sur ce qui  
18                    a été une série de lacunes qui ont été identifiées  
19                    dans ce qui constitue, ce qui permet de constituer  
20                    l'indice de satisfaction à la clientèle. Il y a  
21                    beaucoup de questions critiques sur des sujets  
22                    justement qui devraient préoccuper la Régie qui ne  
23                    font pas partie des questions qui sont posées pour  
24                    établir cet indice de satisfaction qui est  
25                    l'indicateur principal, comme vous le savez,

1 Mesdames et Monsieur les Régisseurs, qui est  
2 l'indicateur principal sur ce sujet dans la cause  
3 tarifaire. Et non seulement ça, mais qui est aussi  
4 l'indicateur qui sert aux fins de la rémunération  
5 incitative.

6           Donc, ce que nous avons recommandé, ce que  
7 madame Blais a recommandé dans son témoignage,  
8 c'est, et c'est le bas de la page 30 que je vous  
9 lis, c'est à la Régie de requérir que le  
10 Distributeur lui fasse rapport au prochain dossier  
11 quant aux actions entreprises afin que la qualité  
12 de la mesure de la satisfaction de la clientèle  
13 reflète bien les préoccupations bien identifiées  
14 que nous vous avons énumérées.

15 (11 h 30)

16           Je sors un peu de mon texte pour dire que  
17 ça... un indice qui ne traite pas, qui ne reflète  
18 pas les problèmes dont on parle en audience,  
19 dont... et qui devrait préoccuper à la fois les  
20 consommateurs, le Distributeur et la Régie, cet  
21 indice n'a pas d'utilité. Ce dont on a besoin,  
22 c'est un indice qui varie et qui permette de  
23 refléter si les problèmes identifiés... les  
24 problèmes que les témoins d'Hydro-Québec... je ne  
25 sais pas s'ils le reconnaissent mais, au moins, ils

1       reconnaissent qu'il y a des besoins d'amélioration,  
2       il faudrait que l'indice reflète ça. Si c'est beau  
3       avant et c'est beau après, et qu'il n'y a pas de  
4       variation, on ne capte pas ce qui est en train de  
5       se passer.

6               Je vous amène à la page 31, qui porte sur  
7       les charges d'approvisionnement et la disposition  
8       de leurs comptes reportés, en lien avec le compte  
9       de nivellement de la température. Dans... cette  
10       section 3.4 se divise en deux parties. Une partie  
11       3.4.1 qui porte sur l'acceptation des charges  
12       d'approvisionnement cumulées aux comptes de frais  
13       reportés et, plus particulièrement, celle liée aux  
14       événements des quatre (4), cinq (5) décembre deux  
15       mille quatorze (2014). Et, par la suite, à 3.4.2,  
16       je vous parlerai de la récupération du solde des  
17       comptes reportés de coûts d'approvisionnement.

18               Cette section, qui est le long paragraphe  
19       31, je vais vous la lire au complet parce que c'est  
20       un enjeu juridique qui a une portée qui dépasse...  
21       qui va bien au-delà du seul quatre (4), cinq (5)  
22       décembre deux mille quatorze (2014). Ça touche à la  
23       manière dont la Régie traite cet enjeu et  
24       interprète les décisions et les conditions de  
25       services qui existent déjà, qui sont déjà fixées

1 pour le Distributeur, et qui affectent à la fois le  
2 Transporteur et le Producteur.

3 Nous soumettons qu'il n'est pas possible,  
4 selon la preuve au dossier, de déterminer si les  
5 charges d'approvisionnement liées aux événements  
6 des quatre (4), cinq (5) décembre deux mille  
7 quatorze (2014) ont été ou non des dépenses  
8 nécessaires, ceci pour des motifs qui sont  
9 différents à la fois de l'explication indiquée par  
10 HQD en témoignage à l'audience et des  
11 représentations du RNCREQ.

12 Le RNCREQ, par son analyste, soutient que  
13 le coût supplémentaire payé pour ces journées par  
14 Hydro-Québec Distribution à Hydro-Québec Production  
15 pour substituer de l'électricité patrimoniale par  
16 de l'électricité extrapatrimoniale ne devrait pas  
17 être reconnu comme une dépense nécessaire aux fins  
18 du compte de frais reportés d'approvisionnement  
19 deux mille quatorze (2014) qui sera versé au revenu  
20 requis de deux mille seize (2016).

21 À cela, Hydro-Québec a d'abord  
22 incorrectement répondu qu'elle devait garantir la  
23 disponibilité du réseau, ce qui inclurait le réseau  
24 de transport, ce qui expliquerait alors, selon  
25 elle, qu'elle n'aurait pu prendre livraison de

1 l'électricité patrimoniale et avait donc dû  
2 recevoir de l'électricité extrapatrimoniale par  
3 d'autres chemins.

4 Le RNCREQ répond à son tour, avec justesse,  
5 que le décret patrimonial oblige pourtant bel et  
6 bien Hydro-Québec Production à fournir son  
7 électricité patrimoniale de toute source  
8 disponible, à supposer que la source québécoise  
9 usuelle devienne indisponible.

10 Mais SÉ-AQLPA répondent à cela que l'enjeu  
11 est mal posé. Nous soumettons que l'obligation  
12 d'Hydro-Québec Distribution de garantir l'aptitude  
13 de son réseau ne vise que le réseau de  
14 distribution, mais l'on doit évidemment ajouter que  
15 c'est Hydro-Québec Distribution qui doit fournir le  
16 service de transport correspondant à sa charge  
17 locale, en le réservant et le payant à Hydro-Québec  
18 TransÉnergie. L'obligation d'Hydro-Québec  
19 Production consiste uniquement à fournir son  
20 électricité à un point de réception, quel que soit  
21 ce point; c'est Hydro-Québec Distribution qui doit  
22 réserver et payer la capacité requise - il faut  
23 enlever le mot « de » qui se trouve juste avant le  
24 mot « requise » - pour transporter cette  
25 électricité du point de réception au point de



1 livraison. Dans chaque cause tarifaire d'Hydro-  
2 Québec TransÉnergie, il apparaît donc qu'Hydro-  
3 Québec Distribution réserve auprès du Transporteur  
4 la capacité de transport requise par sa charge  
5 locale, sur la base des prévisions de la demande et  
6 des hypothèses prévues d'aléas. Ce sont les  
7 articles 37.1 et 38.8 et suivants des Tarifs et  
8 conditions des services de transport.

9 Mais en cas d'indisponibilité partielle  
10 soudaine du réseau de transport, telle que ce qui  
11 est survenu les quatre (4), cinq (4) décembre deux  
12 mille quatorze (2014), les articles 13.6 et 33,  
13 puis il y a un troisième article que je n'ai pas  
14 mentionné mais qui correspond à la charge locale,  
15 je pense que c'est 43, mais qui dit la même chose  
16 que les deux précédents. Donc, des Tarifs et  
17 conditions des services de transport d'Hydro-Québec  
18 obligent Hydro-Québec TransÉnergie d'abord à tenter  
19 de continuer de transporter toute l'électricité  
20 programmée par d'autres chemins internes puis, si  
21 cela s'avère impossible, à réduire les capacités de  
22 transport réservées pour la charge locale et pour  
23 le service de point à point selon la règle du  
24 prorata. Lorsque cette exigence fut établie par la  
25 Régie, au dossier R-3401-98, de nombreux

1 participants, sont Stratégies énergétiques, le  
2 Groupe STOP et le RNCREQ, avaient argumenté qu'une  
3 priorité devrait être accordée à la charge locale  
4 et que la diminution de capacité ne devrait  
5 s'appliquer qu'à la charge de point à point, Hydro-  
6 Québec Distribution n'intervenait pas alors à ce  
7 dossier. Mais cet argument fut, à regret, rejeté à  
8 l'époque par la Régie. Et nous vous fournissons la  
9 référence.

10 (11 h 35)

11 C'est ce qui explique que, les quatre (4)  
12 et cinq (5) décembre deux mille quatorze (2014),  
13 Hydro-Québec Distribution ne disposait plus d'une  
14 capacité de transport réservée suffisante auprès  
15 d'Hydro-Québec TransÉnergie pour transporter toute  
16 l'électricité patrimoniale requise, ce qui  
17 l'obligeait au moins à racheter de la capacité de  
18 transport point à point réservée et telle que  
19 réduite par le Transporteur (par exemple en  
20 achetant - il faut ajouter après le mot « par  
21 exemple » en achetant - de la capacité de transport  
22 réservée par Hydro-Québec Production), en lui  
23 rachetant la capacité qu'elle détiendrait afin  
24 d'utiliser cette capacité de transport pour  
25 acheminer l'électricité patrimoniale qu'Hydro-

1 Québec Production continuait d'avoir l'obligation  
2 de lui fournir. Mais il demeurait loisible à tout  
3 client de point à point (dont Hydro-Québec  
4 Production) de refuser de revendre à Hydro-Québec  
5 Distribution sa capacité de transport de point à  
6 point et d'offrir en lieu et place qu'Hydro-Québec  
7 Distribution lui achète de l'électricité de point à  
8 point (au prix du marché en utilisant cette  
9 capacité de transport de point à point). C'est ce  
10 qui semble être survenu, en ayant amené Hydro-  
11 Québec Distribution à acheter de l'électricité de  
12 point à point le quatre (4) décembre deux mille  
13 quatorze (2014) auprès d'Hydro-Québec Production.

14 Rien ne pouvait obliger juridiquement  
15 Hydro-Québec Production à ne vendre à Hydro-Québec  
16 Distribution que sa capacité disponible de  
17 transport de point à point (pour qu'Hydro-Québec  
18 Distribution l'utilise afin de transporter de  
19 l'électricité patrimoniale) plutôt que de lui  
20 vendre de l'électricité de point à point au prix du  
21 marché. Ceci étant dit, la Régie dispose cependant  
22 de la discrétion de juger qu'il y a eu abus de la  
23 part d'Hydro-Québec Production (qui est une entité  
24 apparentée à Hydro-Québec Distribution) en agissant  
25 de la sorte (ou une négligence du Distributeur

1 d'accepter cela) et n'accepter - le sujet du verbe  
2 « accepter » c'est la Régie - et que la Régie  
3 n'accepte, dans le revenu requis d'Hydro-Québec  
4 Production, que le coût d'approvisionnement des  
5 quatre-cinq (4-5) décembre deux mille quatorze  
6 (2014) qui aurait existé si Hydro-Québec Production  
7 n'avait pas agi de façon abusive. C'est d'ailleurs  
8 ce que la Régie avait déjà exprimé en « obiter  
9 dictum », à savoir - il faut ajouter les mots « à  
10 savoir » après « obiter dictum » - à savoir qu'elle  
11 avait la compétence, à savoir qu'elle avait la  
12 compétence de faire cela, lorsqu'Hydro-Québec  
13 Distribution avait voulu, pour alimenter sa charge  
14 de l'ancien tarif BT, acheter auprès d'Hydro-Québec  
15 Production de l'électricité à un prix abusivement  
16 élevé.

17 Et nous vous citons la référence de la  
18 décision de l'époque, qui était dans le dossier R-  
19 3490-2002. C'était un « obiter dictum » puisque, à  
20 l'époque, la Régie avait... avait refusé la demande  
21 pour d'autres motifs, mais avait indiqué que même  
22 si elle l'avait acceptée, elle aurait... elle  
23 aurait ajouté cet élément-là dans sa décision.

24 Mais la preuve au dossier, au présent  
25 dossier, ne permet pas de déterminer si, les trois-

1 quatre (3-4) décembre deux mille quatorze (2014)  
2 Hydro-Québec Production a agi de façon abusive en  
3 ne vendant pas à Hydro-Québec Distribution de  
4 capacité de transport de point à point (pour  
5 qu'Hydro-Québec Distribution l'utilise afin de  
6 transporter de l'électricité patrimoniale) et lui  
7 vendant plutôt de l'électricité de point à point au  
8 prix du marché, ni si Hydro-Québec Distribution a  
9 été négligente en acceptant cela. Ainsi, par  
10 exemple, la preuve n'indique pas si, en acceptant  
11 d'offrir à la charge locale une partie de sa  
12 capacité de transport réservée de point à point, si  
13 Hydro-Québec Production aurait perdu des ventes  
14 spécifiques d'électricité de point à point ces deux  
15 journées. Il n'est donc pas possible de savoir si  
16 le coût d'approvisionnement les quatre-cinq (4-5)  
17 décembre deux mille quinze (2015) par HQD  
18 d'électricité du Producteur au prix du marché était  
19 ou non une « dépense nécessaire ».

20 Ceci étant dit, je sors de mon texte,  
21 mais... pour vous signaler que la Régie peut  
22 toujours poser une DDR, je ne sais plus quel  
23 numéro, 8? Si elle le veut.

24 O.K. J'arrive à la page 34 sur la  
25 récupération du solde des comptes reportés de coûts

1 d'approvisionnement. Donc notre recommandation,  
2 tout comme notre témoin, monsieur Jacques Fontaine,  
3 nous sommes tout à fait d'accord avec la  
4 proposition du Distributeur de disposer dans le  
5 revenu requis de deux mille seize (2016) des  
6 comptes de « pass-on » (des comptes d'écart des  
7 coûts d'approvisionnement) deux mille treize  
8 (2013), deux mille quatorze (2014) et deux mille  
9 quinze (2015).

10 (11 h 40)

11 Cela répond à nos préoccupations  
12 antérieures visant à disposer rapidement de ces  
13 comptes, notamment celle d'éviter un report  
14 intergénérationnel de la récupération du solde de  
15 ces comptes.

16 Le long paragraphe reprend le témoignage de  
17 monsieur Fontaine, donc qui amende son rapport, qui  
18 indique que la position, et c'est la position de  
19 SÉ-AQLPA, notre position a évolué, c'était... au  
20 début, nous étions prêts à accepter la disposition  
21 du solde du compte d'écart climatique  
22 temporairement, à regret, seulement cette année,  
23 mais en disant qu'en principe, on ne devrait pas  
24 faire ça. Et nous avons tendance à, maintenant, à  
25 voir les choses différemment, bien, pour les

1 raisons exprimées par monsieur Fontaine, que c'est  
2 peut-être quelque chose qu'il y aurait lieu de  
3 permanentéiser, pour reprendre un terme utilisé à  
4 quelques reprises dans ce dossier, et nous avons  
5 noté en plaidoirie qu'HQD a indiqué que, quant à  
6 eux, ils ne prévoient pas refaire ça, mais peut-  
7 être qu'on aura l'occasion d'en discuter dans un  
8 autre dossier pour voir s'il y a lieu,  
9 effectivement, de permanentéiser cette approche ou  
10 non.

11 À la page 37, je vous parle des charges  
12 régulatrices. La FCEI propose que les charges  
13 régulatrices d'Hydro-Québec Distribution incluent  
14 un financement des intervenants qui participent à  
15 des consultations informelles. Nous constatons que  
16 Gaz Métro le fait déjà, la Régie a déjà  
17 connaissance à travers ses dossiers que Gaz Métro  
18 inclut à l'occasion un financement des intervenants  
19 qui participent à des consultations même autres que  
20 celles ordonnées par la Régie.

21 Hydro-Québec, quant à elle, a  
22 historiquement une attitude plus défensive à  
23 l'égard d'un tel financement sauf pour les  
24 consultations d'associations aidant les ménages à  
25 faibles revenus pour lesquelles Hydro-Québec

1 Distribution accepte déjà un certain niveau de  
2 financement.

3           Pourtant, de façon générale, les  
4 consultations d'intervenants sur diverses questions  
5 régulatrices, tant des associations de  
6 consommateurs que des associations  
7 environnementales, contribuent à l'allégement et,  
8 plus généralement, à l'efficacité des processus  
9 régulatrices, ce qui constitue des objectifs de la  
10 Régie de l'énergie.

11           Nous invitons donc respectueusement la  
12 Régie, au-delà de la recommandation spécifique de  
13 la FCEI, dans sa décision, à, je mets ça entre  
14 guillemets, à « exprimer son souhait qu'Hydro-  
15 Québec Distribution adopte une attitude plus  
16 ouverte à un financement des intervenants qui  
17 participent à ces consultations, même autres que  
18 celles ordonnées par la Régie, celles-ci pouvant  
19 contribuer à l'allégement et, plus généralement, à  
20 l'efficacité des processus régulatrices ».

21           Aux pages 38 et 39, nous traitons des  
22 investissements et, plus particulièrement, des  
23 investissements dans les réseaux autonomes du  
24 Nunavik et de leur... du potentiel que de tels  
25 investis... que des investissements en



1 photovoltaïque pourraient avoir sur la réduction  
2 des coûts de ces réseaux.

3           Là-dessus, nous vous référons au rapport de  
4 monsieur Deslauriers, qui est la pièce C-SÉ-AQLPA-  
5 0011, C-SÉ-AQLPA-0004, Document 1, où la question  
6 est traitée de façon très élaborée. Et celui-ci a  
7 également repris, mais de façon plus résumée, la  
8 question dans sa présentation orale. Et la  
9 conclusion qui découle de ce rapport - je vais vous  
10 lire le bas de la page 39, où j'indique : à  
11 l'instar de notre témoin monsieur Deslauriers, nous  
12 recommandons à la Régie de requérir que le  
13 Distributeur dépose une étude complète des  
14 possibilités de l'énergie photovoltaïque en réseaux  
15 autonomes dans la cause tarifaire deux mille seize,  
16 deux mille dix-sept (2016-2017) sans attendre,  
17 encore une fois, le dépôt de son prochain plan  
18 d'approvisionnement deux mille dix-sept, deux mille  
19 vingt-six (2017-2026).

20           Et, tel que monsieur Deslauriers le  
21 rappelle, d'un plan d'approvisionnement à l'autre,  
22 depuis de nombreuses années, des promesses sont  
23 faites de façon répétée par le Distributeur quant  
24 au développement des énergies alternatives au  
25 Nunavik, mais ces promesses ne sont jamais menées à

1 terme.

2 Et je sors un peu de mon texte pour vous  
3 indiquer un peu le problème qu'on a depuis quinze  
4 (15) ans, en fait, depuis que la Régie existe,  
5 depuis les premiers dossiers... le premier plan  
6 d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution. Ce  
7 qui se dit lors des audiences, des plans  
8 d'approvisionnement et, plus récemment, dans les  
9 cause tarifaires annuelles, c'est fantastique.  
10 Hydro-Québec a plein de beaux projets, ils veulent  
11 vraiment travailler fort à développer les énergies  
12 alternatives qui permettront de remplacer le  
13 diesel. C'est enthousiasmant, ce qui se dit en  
14 audience de la part d'Hydro-Québec. La Régie fait  
15 siens ces voeux d'Hydro-Québec et ce qui est énoncé  
16 dans la décision de la Régie depuis ce temps...  
17 depuis une quinzaine d'années, c'est également  
18 enthousiasmant, c'est fantastique. On y va, on a  
19 vrai... on veut vraiment mettre un effort.

20 Sauf que dans la réalité... Bon, il y a les  
21 îles-de-la-Madeleine, puis ça, c'est... enfin,  
22 c'est un projet qui se réalise, mais dans le  
23 Nunavik, ça ne débloque pas. Ça fait qu'on essaie  
24 de trouver qu'est-ce qu'on peut vous demander à la  
25 Régie de faire pour que ça débloque. Parce que des

1 décisions disant qu'il faut que ça débloque, il y  
2 en a déjà plein. Hydro-Québec a dit : « Oui, je  
3 veux que ça débloque. » Et l'année suivante, on  
4 revient en disant : « Non, il n'y a toujours rien  
5 de fait. » Ça fait qu'on essaie de vous amener à  
6 exprimer d'une certaine manière un voeu peut-être  
7 un peu plus intense pour que vraiment il faut que  
8 cette fois on y aille, qu'on ne se retrouve pas  
9 l'an prochain dans cette salle en disant : « Bien,  
10 il y a toujours rien de fait. On est toujours en  
11 train d'y penser. »

12 (11 h 45)

13 Je vous amène à la page 40 à la section 5,  
14 la tarification qui est au chapitre 5, qui est le  
15 dernier chapitre de l'argumentation.

16 Au chapitre 5.1, nous traitons de  
17 l'uniformité de la hausse tarifaire entre les  
18 classes tarifaires, la vérité des coûts et  
19 l'interfinancement.

20 Comme la Régie de l'énergie le notait avec  
21 justesse dans ses décisions D-2006-034 et  
22 D-2007-012 dans des termes légèrement différents,  
23 la Loi et les grands principes doctrinaux  
24 réglementaires auxquels la Loi réfère implicitement  
25 imposent à la Régie de l'énergie des objectifs qui

1 peuvent s'avérer contradictoires, à savoir d'abord  
2 et au-dessus de tout :

- 3 - fixer des tarifs justes et  
4 raisonnables;
- 5 - établir des tarifs donnant le bon  
6 signal de prix;
- 7 - fixer le niveau des tarifs en tenant  
8 compte de tous les coûts;
- 9 - allouer les coûts conformément aux  
10 prescriptions de la Loi;
- 11 - ne pas prévoir des taux plus élevés  
12 ou des conditions plus onéreuses qu'il  
13 serait nécessaire pour permettre  
14 notamment de couvrir les coûts du  
15 capital et d'exploitation de maintenir  
16 la stabilité du Distributeur et le  
17 développement normal d'un réseau de  
18 distribution ou d'assurer un rendement  
19 raisonnable sur sa base de  
20 tarification;
- 21 - et ne pas modifier le tarif d'une  
22 catégorie de consommateurs afin  
23 d'atténuer l'interfinancement entre  
24 les tarifs applicables à des  
25 catégories de consommateurs.

1 J'ai repris le texte pour ce dernier point exact de  
2 ce que dit l'article 52.4, alinéa 4 de la Loi.

3 Les grands principes de régulation  
4 tarifaire sont énoncés par James Bonbright. Je vous  
5 ai reproduit la pièce qui a été déposée par le  
6 procureur de la Régie en cours d'audience.

7 Donc, ce qui nous amène au bas de la page  
8 44 au paragraphe 40. Et à cela s'ajoute le mandat  
9 général de la Régie de tenir compte, notamment, de  
10 l'intérêt public, du développement durable et de  
11 l'équité dans l'exercice de toutes ses  
12 juridictions, en plus d'assurer la protection des  
13 consommateurs de toutes catégories et un traitement  
14 équitable du Distributeur.

15 Dans ce cadre, l'on doit garder à l'esprit  
16 qu'un grand nombre des principes tarifaires  
17 auxquels la régie est assujettie, qu'il s'agisse  
18 des principes énoncés dans la Loi ou des principes  
19 doctrinaux auxquels la Loi réfère implicitement  
20 (dont ceux énoncés par Bonbright) sont de nature,  
21 de façon générale, à s'opposer à l'interfinancement  
22 entre catégories tarifaires.

23 La Régie de l'énergie a historiquement  
24 évolué quant à son interprétation de l'équilibre à  
25 atteindre entre l'ensemble de ces objectifs

1 législatifs, incluant mais non exclusivement celui  
2 relatif à l'interfinancement.

3 Ainsi, la Régie avait d'abord erronément  
4 déformé l'obligation légale de l'article 52.1,  
5 alinéa 4 de la Loi dont le texte dit que :

6 [Il ne faut] pas modifier le tarif  
7 d'une catégorie de consommateurs afin  
8 d'atténuer l'interfinancement entre  
9 les tarifs applicables à des  
10 catégories de consommateurs.

11 En la résumant, et ça c'est la Régie qui l'a fait  
12 dans la décision que je cite, en la résumant  
13 incorrectement comme consistant en une obligation  
14 de :

15 [...] tenter de maintenir inchangé le  
16 niveau historique d'interfinancement  
17 entre les catégories de consommateurs.

18 Cette dernière formulation que la Régie a employée  
19 au moins deux fois dans la citation qui apparaît  
20 dans la référence infrapaginale qui apparaît. Ce  
21 n'est pas ce que l'article 52.1, alinéa 4 dit.

22 Mais la Régie a aussi ajouté les nuances  
23 importantes suivantes. Je vais vous lire les  
24 passages soulignés de l'extrait qui suit provenant  
25 d'une décision de la Régie. D'abord, la Régie... et

1 tout ça c'est un extrait qui provient de la  
2 décision D-2007-012.

3 D'abord, la Régie réitère que l'esprit de  
4 la Loi est énoncé principalement à l'article 5.  
5 Elle indique qu'il faut :

6 [...] trouver la bonne interprétation  
7 qui respecte à la fois les impératifs  
8 de l'ensemble de la Loi et sa  
9 concordance avec la réalité.  
10 L'objet de la Loi est la régulation  
11 économique, entre autres de la  
12 distribution d'électricité, en vue de  
13 fixer des tarifs justes et  
14 raisonnables.

15 Elle indique :

16 Toutefois, il faut comprendre que  
17 l'interfinancement est un concept dont  
18 la réalité se modifie continuellement  
19 en fonction de l'évolution des volumes  
20 consommés par chaque catégorie  
21 tarifaire ainsi que des coûts qui y  
22 sont associés. Il faut donc  
23 interpréter cette disposition de façon  
24 à maintenir la fluidité de la réalité  
25 tout en respectant les principes

1 généralement reconnus en matière de  
2 fixation des tarifs.

3 (11 h 50)

4 La Régie ajoute qu'elle faisait  
5 expressément face à une difficulté de donner plein  
6 effet aux différentes dispositions de la Loi. La  
7 contrainte veut que la Régie ne puisse modifier les  
8 tarifs de cette catégorie afin d'atténuer, ou de  
9 diminuer, l'interfinancement dont elle bénéficie.  
10 Et cela dit... Le dernier paragraphe je l'ai  
11 souligné deux fois parce qu'il est plus important.

12 Cela dit, les autres dispositions de  
13 la Loi doivent produire leurs effets.  
14 Au strict plan de l'interprétation  
15 législative, si la Loi dit que la  
16 Régie « ne peut modifier le tarif  
17 d'une catégorie de consommateurs afin  
18 d'atténuer l'interfinancement entre  
19 les tarifs applicables à des  
20 catégories de consommateurs », cela  
21 signifie, a contrario, que la Régie  
22 peut le faire pour d'autres motifs.

23 Tant le législateur québécois que le gouvernement  
24 du Québec, à titre de législateur délégué, ont  
25 d'ailleurs déjà adopté différentes mesures récentes



1 atténuant le principe de l'article 52.1 de « ne pas  
2 modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs  
3 afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs  
4 applicables à des catégories de consommateurs ». Je  
5 donne trois exemples.

6 Premièrement. Suivant l'article 52.2 de la  
7 Loi, tel que modifié en deux mille quatorze (2014),  
8 les clients au tarif L ou aux contrats spéciaux  
9 sont exemptés de l'indexation de l'électricité  
10 patrimoniale, ce qui constitue, en partie, un moyen  
11 indirect de compenser l'obligation  
12 d'interfinancement énoncée à l'article 52.1 alinéa  
13 4.

14 Deuxièmement. Conformément à l'article 49  
15 in fine de la Loi, le gouvernement du Québec a  
16 exprimé des préoccupations économiques, sociales et  
17 environnementales favorisant la création d'un tarif  
18 de développement économique qui, dans les faits,  
19 s'est avéré inférieur à ses coûts moyens, étant  
20 basé plutôt sur le coût marginal de ce tarif.

21 Et troisièmement. Le gouvernement du Québec  
22 a également annoncé son intention d'exercer son  
23 pouvoir de soustraire certains clients additionnels  
24 du tarif L en leur attribuant des contrats  
25 spéciaux, ce qui a notamment pour effet de les

1 soustraire à l'obligation d'interfinancer.

2 Il existe plusieurs situations possibles  
3 par lesquelles la Régie peut être appelée à  
4 relativiser son obligation de « ne pas modifier le  
5 tarif d'une catégorie de consommateurs afin  
6 d'atténuer l'interfinancement ».

7 Ainsi, par exemple, dans sa décision  
8 D-2007-12, la Régie de l'énergie faisait face à une  
9 situation où la hausse uniforme entre les tarifs  
10 lui apparaissait, à tort ou à raison, être la norme  
11 régulatoire usuelle, et qu'elle devait alors se  
12 prononcer sur une exception à cet usage, à savoir  
13 une hausse différenciée, dont le taux serait  
14 supérieur à la catégorie tarifaire historiquement  
15 interfinancée.

16 Je vous reproduis des extraits de la  
17 décision. Je ne vais pas les lire au complet. Mais  
18 simplement pour attirer votre attention sur...  
19 C'est à peu près six lignes avant la fin de la page  
20 où la Régie indique :

21 Il ne s'agit cependant pas d'un niveau  
22 d'interfinancement que la Régie est  
23 obligée de maintenir par la Loi,  
24 contrairement à ce que prétendent  
25 certains intervenants.

1 Si tel avait été le cas, le  
2 législateur l'aurait dit clairement,  
3 en prévoyant, dans la Loi, un niveau  
4 précis d'interfinancement [...].

5 Puis plus loin, donc la Régie indique :

6 Ce n'est pas ce qu'a fait le  
7 législateur. Il a, au contraire, donné  
8 (une certaine liste) des pouvoirs  
9 spécifiques à la Régie de [...].

10

11 La Régie réitère qu'elle vise à  
12 s'assurer, par le biais des tarifs, de  
13 la vérité des coûts et de l'équité  
14 entre les catégories de consommateurs.

15 Mais cette décision D-2007-12 fait figure  
16 d'exception. Elle n'a aucunement établi que des  
17 hausses différenciées entre catégories tarifaires  
18 devenaient la nouvelle norme. Bien au contraire,  
19 par la suite, la Régie est systématiquement revenue  
20 à son usage antérieur de hausses uniformes, aussi  
21 bien pendant les années où de telles hausses  
22 différenciées selon les coûts auraient favorisé  
23 davantage les catégories interfinancées que  
24 lorsqu'elles auraient favorisé les catégories  
25 « interfinanceuses » (c'est un nouveau terme). On

1 parle bien de permanentisation donc...

2 Par ailleurs, la décision D-2007-12 n'a  
3 jamais eu comme objet d'abolir le principe  
4 régulateur fondamental, prôné notamment par  
5 Bonbright, du respect de la vérité des coûts et d'y  
6 substituer en lieu et place le principe du respect  
7 de la variation des coûts. Donc, le principe  
8 régulateur appliqué, ce n'est pas le respect de la  
9 variation des coûts, c'est le principe de la vérité  
10 des coûts.

11 Au paragraphe 48, je vous rappelle que la  
12 Régie doit, selon l'article 5 de sa loi  
13 constitutive « favoriser la satisfaction des  
14 besoins énergétiques dans une perspective de  
15 développement durable et d'équité au plan  
16 individuel comme au plan collectif ». La notion de  
17 développement durable inclut le reflet du vrai coût  
18 des biens et services. Ça se trouve à la Loi sur le  
19 développement durable à l'article 6p.

20 (11 h 56)

21 Dans le respect de ces principes, nous  
22 encourageons la Régie à continuer de s'assurer que  
23 les tarifs de l'énergie en reflètent son vrai coût,  
24 selon une structure tarifaire conçue de manière à  
25 inciter les consommateurs à accroître leur

1 efficacité énergétique.

2 Nous vous citons la Commission Brundland  
3 qui, elle aussi, prône la vérité des coûts. De même  
4 qu'une autre décision de la Régie dans le dossier  
5 R-3579-2006 qui, lui aussi, réitérait l'importance  
6 de la vérité des coûts afin de donner un bon signal  
7 de prix qui favorise l'efficacité énergétique.

8 Donc, pour l'ensemble de ces motifs (je  
9 suis au bas de la page 52 au paragraphe 49), nous  
10 invitons respectueusement la Régie de l'énergie à  
11 appliquer de façon uniforme entre les catégories  
12 tarifaires la hausse tarifaire prévue pour deux  
13 mille seize-deux mille dix-sept (2016-2017).

14 Pour ce qui est de la stratégie tarifaire  
15 elle-même, je vous inviterais à lire nos  
16 recommandations qui font les pages 53 et 54 qui  
17 portent sur différents aspects de stratégie  
18 tarifaire qui ont été appliqués... qui ont été  
19 discutés lors de l'audience. Dans certains cas,  
20 nous vous invitons à la prudence avant de sauter  
21 trop allégrement dans certaines avenues qui ont été  
22 évoquées soit par Hydro-Québec Distribution, soit  
23 par des intervenants. Nous faisons état de  
24 certaines réserves que nous avons quant à certaines  
25 des propositions énoncées.

1                   Donc je vous remercie beaucoup, Madame la  
2 Présidente, Madame et Monsieur les régisseurs. Et  
3 je vous souhaite des... bien, pas encore des  
4 joyeuses Fêtes parce qu'on revient pour la  
5 réplique, mais en tout cas, si je ne reviens pas,  
6 si je ne reviens pas au micro, je vous les souhaite  
7 quand même.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 C'est bien. Merci, Maître Neuman. Or, avons-nous  
10 des questions? Maître Rozon, pas de questions? Non.  
11 Monsieur Houle? Non plus. Je n'aurai pas de  
12 questions. Il faut le faire, hein, quarante (40)  
13 minutes de présentation de preuve en chef et  
14 soixante (60) minutes d'argumentation, c'est un peu  
15 particulier. Mais enfin, nous allons vous lire  
16 attentivement. Merci, Maître Neuman.

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Or, Maître Fraser, est-ce que vous avez songé au  
21 moment de la réplique? Si c'était aujourd'hui, ce  
22 sera à compter de trois heures (3 h) uniquement. Il  
23 y a des impératifs autres administratifs autres qui  
24 nous empêcheraient de commencer à trois heures  
25 (3 h).

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Écoutez, il y a un alignement des astres. C'était  
3 ma proposition d'en terminer aujourd'hui à compter  
4 de trois heures (3 h). Question que...

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Excellent!

7 Me ÉRIC FRASER :

8 En fait, on sentait la frénésie de Noël monter.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 C'est bien. Or, les grands esprits se rencontrent.  
11 Or, nous serons aussi de retour à trois heures  
12 (3 h).

13 Me ÉRIC FRASER :

14 Trois heures (3 h) pour la réplique.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 C'est bien.

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Je vous remercie.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci, Maître Fraser.

21 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

22 REPRISE DE L'AUDIENCE

23 (15 h 02)

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Maître Fraser, le réel dernier droit.

1 RÉPLIQUE PAR Me ÉRIC FRASER :

2 Oui. Alors nous y sommes. Bonjour, Madame la  
3 Présidente, Madame et Monsieur les régisseurs.  
4 Alors allons-y avec la réplique. Je vais y aller  
5 par ordre d'intervenants, c'est plus simple. Et je  
6 tenterai de faire les recoupements le plus souvent  
7 possible lorsque nécessaire.

8 Alors, le premier intervenant à avoir  
9 plaidé, c'était Option consommateurs. Et j'aurai  
10 peut-être un élément de réplique à formuler. Option  
11 consommateurs, ils ont émis une réserve à l'effet  
12 qu'il faudrait se pencher sur les frais  
13 d'administration à nouveau afin de savoir  
14 exactement ce que ça couvre. Et j'aimerais vous  
15 réitérer que cette question-là, selon Hydro-Québec,  
16 elle est claire.

17 Il est clair que les frais d'administration  
18 ne couvrent pas l'ensemble des coûts de  
19 recouvrement, que les frais d'administration ne  
20 couvrent seulement qu'une partie de ces coûts-là et  
21 que la question qui se pose, telle que vous l'aviez  
22 formulée dans votre décision de l'an dernier,  
23 c'est : Est-ce qu'on devrait se positionner sur le  
24 niveau? Et ce à quoi le Distributeur a répondu  
25 cette année avec un balisage qui le positionne très



1 bien en termes de raisonnabilité du niveau et  
2 également... Non. Alors voilà, qui le positionne  
3 très bien. Et puis le dernier élément qu'on doit  
4 ajouter qui s'inscrit peut-être à une petite  
5 démarcation, c'est qu'on doit quand même conserver  
6 un certain niveau pour garder l'aspect incitatif  
7 des frais d'administration.

8 D'ailleurs, et là je vais tout de suite  
9 tomber à l'Union des consommateurs qui nous ont  
10 discuté de ça dans... qui ont abordé cette  
11 question-là de façon assez substantielle. Il ne  
12 faut pas oublier aussi que si on ajuste la  
13 fourchette ou si on ajuste le niveau des frais  
14 d'administration, bien, il faudra modifier la  
15 prévision des revenus en conséquence puisque rien  
16 ne se perd rien ne se crée. Et, évidemment, c'est  
17 là qu'on réalise tout le concept de socialisation.  
18 Donc, s'il y a moins de revenus des frais  
19 d'administration, bien, il faudra aller les  
20 récupérer ailleurs, notamment dans les tarifs.

21 J'aimerais également, toujours sur ce  
22 sujet-là, souligner que l'Union des consommateurs  
23 fait également une autre recommandation à l'effet  
24 que les frais d'administration ne s'appliquent qu'à  
25 compter de la date de paiement et non à compter de

1 la date de facturation, ce qu'on appelle le délai  
2 de vingt et un (21) jours ou le délai de grâce.

3 Évidemment, lorsqu'on fait ça, il y a une  
4 autre perte de revenu dont on doit tenir compte. Et  
5 aussi il faut ne pas... Je vous soumets qu'il ne  
6 faut pas oublier que, dans toute cette histoire, le  
7 Distributeur finance quand même toute la  
8 consommation pendant une période de deux mois et,  
9 là, se retrouverait à financer également un vingt  
10 et un (21) jours supplémentaires.

11 Toujours concernant l'Union des  
12 consommateurs, il y a eu, et là je le fais à chaque  
13 année, mais je vais vous demander de m'excuser  
14 encore une fois, j'ai un élément de réponse que  
15 j'ai par courriel, donc je vais ouvrir mon  
16 téléphone. Il y a eu peut-être un petit peu de  
17 confusion sur la portée des ententes MFR, donc  
18 évidemment les ententes de paiement. Et, en fait,  
19 le seuil applicable à chacune des ententes, je veux  
20 simplement réitérer la preuve là-dessus, il y a  
21 trois types d'entente : CFR, il y a l'entente... En  
22 fait, il y a l'entente CFR, et ensuite de ça il y a  
23 deux autres ententes qu'on appelle les ententes  
24 personnalisées, la solution A et la solution B.

25 Le seuil de cent vingt pour cent (120 %),

1           donc les ententes qui s'appliquent à un plus large  
2           éventail de clients évidemment. Cent vingt pour  
3           cent (120 %), on parle de cent vingt pour cent  
4           (120 %) du seuil de pauvreté ou revenu identifié  
5           par Statistique Canada. Donc, les ententes CFR et  
6           les ententes solution A s'appliquent à la clientèle  
7           qui répond au critère du cent vingt pour cent  
8           (120 %).

9                        Le critère de cent pour cent (100 %) ne  
10           s'applique qu'à l'entente personnalisée, solution  
11           B. Et la raison en est bien simple. Parce que la  
12           solution B, non seulement il y a une radiation de  
13           la dette, mais il y a aussi une compensation de la  
14           consommation. Donc, évidemment, pour cette entente  
15           très, très avantageuse, le Distributeur applique un  
16           critère d'admissibilité un peu plus sévère que les  
17           deux autres ententes.

18           (15 h 07)

19                        Toujours pour l'Union des consommateurs, et  
20           ce sera, je crois, mon seul commentaire sur  
21           l'interfinancement qui a été abordé de façon  
22           assez... assez complète, je crois, par l'ensemble  
23           des intervenants dont notamment l'Union des  
24           consommateurs et l'AQCIÉ.

25                        Il y a peut-être un élément que j'aimerais

1 rajouter lorsqu'on a... je crois que l'Union des  
2 consommateurs a comme joué un peu en sourdine  
3 l'élément de tarification auquel... dont vous devez  
4 tenir compte parmi tous les éléments, celui de  
5 l'importance du... celui du risque, du risque par  
6 catégorie tarifaire et donc du risque qu'il y ait  
7 une hausse trop importante au tarif L et que cela  
8 pourrait entraîner un risque supplémentaire quant  
9 aux transferts de volume, les pertes de volume.

10 Donc, dans la... à l'occasion de cet  
11 argument-là, ma consœur a terminé en affirmant  
12 qu'il fallait en arriver à un tarif juste et  
13 raisonnable pour le D et, compte tenu de  
14 l'évolution de l'interfinancement, ce tarif n'était  
15 peut-être plus juste et raisonnable.

16 Or, on s'inscrit évidemment en faux.  
17 Comment un tarif qui ne paie pas quinze pour cent  
18 (15 %) de ses coûts pourrait être un tarif qui  
19 n'est pas juste et raisonnable? Je pense que c'est  
20 quand même un élément, on tente... lorsqu'on  
21 focusse trop sur l'indice, et je vous soumetts que  
22 la preuve, notamment de monsieur Côté, là-dessus,  
23 c'est que l'indice, il faut le prendre avec des  
24 réserves, notamment dans la mesure où il est  
25 influencé par une kyrielle de facteurs. Et cette

1 année, il est influencé par plusieurs facteurs.

2 Il faut quand même garder en tête que,  
3 malgré une hausse uniforme, on va rester avec un  
4 tarif qui ne couvre pas tous ses coûts, donc  
5 nécessairement un tarif juste et raisonnable dans  
6 un contexte de régulation économique, bien sûr.

7 J'en suis à l'UPA. Le Distributeur  
8 considère avoir complété le processus auquel vous  
9 nous conviez au paragraphe 911 de votre décision D-  
10 2015-018. Il y a eu consultation, il y a eu partage  
11 d'informations, il y a eu des analyses spécifiques  
12 et il y a eu un constat. Le constat, on vous l'a  
13 partagé, il n'est peut-être pas accepté par l'UPA,  
14 mais c'est le constat du Distributeur et on vous le  
15 soumet. Et nous croyons que ce processus-là devra  
16 faire l'objet d'une décision donc et non pas d'un  
17 retour à une période de consultation, mais bien à  
18 une décision de la Régie quant à l'opportunité  
19 d'aller jusque-là. Et lorsque je dis « jusque-là »,  
20 c'est donc évidemment vers la création d'un tarif  
21 agricole.

22 Il ne faut pas oublier que la position du  
23 Distributeur, elle est, si j'ai à le résumer... si  
24 j'ai à la résumer, pardonnez-moi... Et en fait, ce  
25 n'est pas seulement la position du Distributeur, je

1           crois que c'est une conclusion à laquelle on peut  
2 arriver aux termes du dossier.

3                       C'est que ce que recherche l'UPA,  
4 évidemment, et à raison, c'est un meilleur tarif.  
5 Or, l'UPA bénéficie déjà d'un tarif qui ne fait pas  
6 complètement ses coûts. Donc, c'est déjà pour cette  
7 catégorie de clients-là, cette catégorie de  
8 clients, un tarif préférentiel, et rechercher plus  
9 serait très difficile, sinon impossible à  
10 atteindre.

11                      Il ne faut pas oublier que, dans cette  
12 catégorie domestique, donc un tarif qui, dans le  
13 contexte, est préférentiel, bien l'UPA paie les  
14 coûts selon les caractéristiques de consommation.  
15 Donc, oui, peut-être, certes, certains clients  
16 agricoles ont eu des hausses plus importantes, tout  
17 comme tous les clients domestiques avec de fortes  
18 consommations ont subi des hausses plus importantes  
19 puisqu'ils consomment plus en deuxième tranche.

20                      Donc, dans le fond, cette clientèle-là se  
21 retrouve dans un tarif préférentiel et paie selon  
22 ses caractéristiques, selon ses spécificités  
23 propres. Et la conclusion du Distributeur, c'est  
24 que mis à part les aménagements déjà proposés qui  
25 pourraient permettre d'accommoder un certain nombre

1 de clients agricoles, on parle du tarif D2, le  
2 tarif à usage n'arriverait pas à offrir un meilleur  
3 tarif à cette clientèle.

4 (15 h 12)

5 ACEF de Québec, rapidement, il semble y  
6 avoir une certaine confusion quant au contrat de  
7 TCE qui a été approuvé et probablement que mon  
8 commentaire était déjà retenu, mais l'ACEF de  
9 Québec fait une lecture erronée de l'article 3.1 d)  
10 de l'entente puisque cet article-là s'adresse...  
11 doit s'inscrire dans son contexte avant  
12 approbation, donc... Une fois qu'il y a  
13 l'approbation le contrat est attribué à la division  
14 et puis il n'y a aucun doute quant à cette  
15 interprétation-là. Le contrat de TCE est attribué  
16 au Distributeur, donc il n'y a pas nécessité  
17 d'aller dans des suivis administratifs plus  
18 détaillés, comme le réclame l'ACEF de Québec, pour  
19 s'assurer que c'est la bonne unité qui a utilisé  
20 les services de cette centrale.

21 Évidemment, pour la question, toujours en  
22 ce qui concerne TCE, des coûts prévus pour l'année  
23 deux mille seize - dix-sept (2016-17). Écoutez,  
24 c'est des coûts qui étaient prévus dans l'entente,  
25 l'entente a été approuvée et, par ailleurs, en

1 vertu de l'entente, si tout va bon train, le  
2 Distributeur pourra tirer profit de consommation à  
3 l'hiver seize - dix-sept (16-17). Donc, il n'y a  
4 pas lieu de ne pas accepter ces coûts-là.

5           Toujours pour l'ACEF de Québec,  
6 l'intégration éolienne. On nous de refléter les  
7 coûts de la nouvelle entente, en fait de la  
8 nouvelle entente qui n'est pas encore signée, qui  
9 n'est pas encore déposée, qui n'est pas encore  
10 approuvée. Donc, le Distributeur reflète l'actuelle  
11 entente, laquelle est la meilleure estimation des  
12 coûts pour l'année prochaine compte tenu que, pour  
13 l'instant, c'est l'actuelle entente qui s'applique  
14 et non celle qui résultera du dernier appel  
15 d'offres puisque celle-ci n'étant pas encore signée  
16 et approuvée.

17           Et il ne faut pas oublier, évidemment, que  
18 s'il y avait un différentiel important ou même un  
19 différentiel moins important, le « pass-on » va  
20 capturer ça.

21           L'ACEF de Québec a fait un commentaire sur  
22 la prévision de la demande en puissance du  
23 Distributeur et puis on voulait simplement vous  
24 souligner que l'exemple qu'il donne sur un écart de  
25 deux virgule sept (2,7) n'est vraiment pas



1           représentatif de ce qui est en preuve et pourrait  
2           vous induire en erreur puisque les écarts, pour les  
3           hivers deux mille douze - treize (2012-13) et deux  
4           mille quatorze - quinze (2014-15), sont plus du  
5           côté de... sont inférieurs à un (1). Donc, on vous  
6           donnait l'exemple du pire écart des trois hivers et  
7           cet écart n'est pas si grand non plus. Simplement  
8           pour faire la rectification pour ne pas qu'on vous  
9           laisse sur une mauvaise impression alors que ce  
10          n'est pas le cas.

11                        UMQ, un seul commentaire. Nous ne croyons  
12          pas que ce soit une bonne idée de s'inspirer des  
13          pratiques municipales en matière d'approbation  
14          d'investissements. Seulement quand monsieur Prévost  
15          a parlé qu'il n'a même pas été capable d'imprimer  
16          le document pour vous le montrer parce qu'il  
17          faisait au-delà de deux cents pages, j'ai eu un  
18          petit vertige. Mais, au-delà de ça, il ne faut pas  
19          oublier qu'on a évolué avec un cadre réglementaire,  
20          on travaille, pour les projets de moins de dix  
21          millions (10 M\$) avec des enveloppes, il y a une  
22          raison bien simple pour ça, c'est que ce sont de  
23          petits projets d'investissements qui ne peuvent pas  
24          être suivis de façon aussi détaillée, j'imagine que  
25          des projets d'infrastructures, dans les

1 municipalités.

2           Certains outils... on s'est doté de  
3 certains outils pour faire le suivi de ces  
4 enveloppes-là et je vous rappelle qu'il y a eu le  
5 « rebasing » en ce qui concerne la qualité de la  
6 prévision pour chacune des enveloppes. Il y a eu le  
7 « rebasing » deux mille quinze (2015), qui nous  
8 offre une certaine garantie et que le Distributeur  
9 travaille quand même à raffiner ses prévisions. On  
10 a vu, cette année, la... le tableau de criticité ou  
11 de sévérité, c'est plus simple, qui a été amené. Et  
12 il y a également un travail qui est fait en continu  
13 pour être en mesure d'identifier ou de développer  
14 un indice qui nous permettrait encore plus de  
15 raffiner la prévision d'investissements.

16           FCEI. Bien... FCEI, mon confrère, maître  
17 Turmel, a commencé sa plaidoirie en disant que les  
18 chiffres n'étaient pas clairs en ce qui concerne  
19 l'efficience cumulative. On a vérifié, et je sais  
20 que maître Rozon a fait la même chose, écoutez, le  
21 trois cent quatre-vingt-dix-huit (398) est très  
22 clair, il se retrouvait dans la preuve et il se  
23 retrouvait dans l'argumentation écrite. Alors, je  
24 ne crois pas qu'il y ait d'enjeu ici.

25           Évidemment, on pourrait subdiviser ou aller

1 dans le détail, prendre d'autres horizons ou aller  
2 dans un détail plus fin et arriver à un autre  
3 chiffre mais, quand même, le cumul des actions  
4 d'efficience du Distributeur est de trois cent  
5 quatre-vingt-dix-huit millions (398 M\$) depuis deux  
6 mille huit (2008).

7 (15 h 17)

8 Il ne faut pas croire que parce que le  
9 Distributeur vous demande de ne pas appliquer la  
10 règle du un virgule cinq pour cent (1,5 %)  
11 d'efficience additionnelle, que l'efficience  
12 s'arrête. C'est pas là la preuve qui a été faite,  
13 au contraire l'efficience elle est toujours en  
14 continu. Mais c'est à la lumière de l'importance de  
15 l'efficience qui a été faite depuis deux mille huit  
16 (2008) que le Distributeur demande cette année de  
17 ne pas inclure cette efficience additionnelle.

18 Puis il ne faut pas oublier qu'il y a  
19 trente-six millions (36 M) d'efficience en vertu de  
20 LAD qui est versé au dossier et que le Distributeur  
21 devra trouver des moyens pour des... devra mettre  
22 en oeuvre des actions structurantes pour aller  
23 chercher l'efficience qui avait été demandée à  
24 l'occasion des coupures du dossier... des coupures  
25 du coût de service à l'occasion du dossier de deux

1 mille quinze (2015). La preuve au dossier est que  
2 le revenu requis qui vous est demandé et le revenu  
3 requis nécessaire pour fournir le service en deux  
4 mille seize (2016).

5           Juste un petit instant. Sur la question,  
6 FCEI a évidemment abordé la question des quatre (4)  
7 et cinq (5) décembre. Premièrement, pour le niveau  
8 d'information évidemment ils ont demandé à avoir  
9 accès aux relevés détaillés des transactions par  
10 contreparties. Je vous répondrai de la même manière  
11 que monsieur Zayat a répondu : c'était une année  
12 exceptionnelle et ce fut un dépôt d'informations  
13 exceptionnelles compte tenu des événements des  
14 quatre (4) et cinq (5) qui méritaient qu'une preuve  
15 plus approfondie soit faite sur ce sujet-là.

16           De la même manière que, habituellement le  
17 Distributeur dépose trois années dans son dossier  
18 tarifaire, historique de base et témoin et on ne  
19 recule pas, à moins d'avoir une raison légitime de  
20 pouvoir enquêter un coût.

21           Bien c'est un petit peu la même chose ici  
22 comme réflexe. S'il n'y a pas nécessité d'enquêter  
23 sur certains... certains coûts, certains  
24 événements, bien il n'y a peut-être pas nécessité  
25 de donner cette information-là pour laquelle je

1 vous ai quand même donné des arguments en  
2 plaidoirie principale, de confidentialité, qui font  
3 en sorte que c'est un document qui est assez  
4 sensible.

5 Et comme maître Hébert me soulignait, qui  
6 est quand même déposé à la Régie, on s'entend qu'il  
7 n'y a pas de... il n'y a aucun enjeu de  
8 transparence qui se pose à cet égard-là, dans le  
9 cadre du suivi administratif des transactions de  
10 court terme.

11 En ce qui concerne les événements des  
12 quatre (4) et cinq (5), je comprends des propos de  
13 maître Turmel... en fait, je comprends de la  
14 conclusion de maître Turmel qu'il y aurait un  
15 gagnant dans cette histoire-là. Or, on comprend  
16 tous que l'application de l'article 41.2 fait en  
17 sorte que les parties ou les clients du réseau de  
18 transport assument la facture. Il n'y a pas ici de  
19 partie gagnante ou de partie perdante, il y a les  
20 parties qui assument la facture liée à l'événement  
21 selon leurs conditions au moment où ça s'est  
22 déroulé.

23 Je vais probablement... Donnez-moi une  
24 petite seconde. Le hamster est en train de tourner,  
25 pédaler. Oui.

1                   Je crois que je réponds plus à un argument  
2 du RNCREQ ici. Lorsqu'on fait référence en partie  
3 au décret, et lorsqu'on a répondu à un argument  
4 sur... à l'effet que l'analogie avec le droit de  
5 propriété n'était pas une bonne analogie lorsque je  
6 vous expliquais que, de la même manière que s'il y  
7 avait eu transfert de propriété, s'il y a un bien  
8 qui disparaît ou qui passe au feu. Bien, c'est le  
9 propriétaire qui doit assumer la perte. Et ici, de  
10 la même manière, bien le Producteur a réalisé son  
11 obligation de livrer l'électricité patrimoniale et  
12 c'est la contrainte du réseau de transport qui a  
13 entraîné la perte et il y a application de 41.1 et  
14 41.2.

15                   (15 h 22)

16                   Ce qu'il faut bien comprendre ici, et on  
17 nous a taxés ou le RNCREQ a taxé cet argument de  
18 simpliste. Or, cet argument est loin d'être  
19 simpliste, il faut juste se repositionner dans le  
20 contexte où, en taxant l'argument de simpliste, on  
21 donnait l'exemple de travaux de maintenance sur les  
22 réseaux de transport. Et là, il faut faire une  
23 distinction, ma foi, très importante entre une  
24 contrainte de transport issue d'un acte de  
25 vandalisme et des travaux de maintenance.

1                   Il va de soi que, s'il y a des travaux de  
2 maintenance en transport qui sont prévus et qui  
3 affectent la capacité du Transporteur, la capacité  
4 du Producteur de livrer le patrimonial, il devra, à  
5 partir des ressources qui lui sont données,  
6 s'arranger pour livrer le patrimonial. Ça va de  
7 soi.

8                   Là, on parle en mode planification. Et en  
9 mode planification, tel qu'il apparaît du décret  
10 patrimonial, le Producteur doit s'assurer de  
11 pouvoir livrer le patrimonial avec ses ressources  
12 ou avec les interconnexions.

13                   Cette situation-là est complètement  
14 différente de la situation qui s'est produite les  
15 quatre (4) et cinq (5) décembre puisque, au moment  
16 où la contrainte de transport s'est réalisée, le  
17 Producteur avait mis en place, avait utilisé  
18 l'ensemble du réseau pour être en mesure de livrer.  
19 Donc, il avait rempli l'ensemble de ses  
20 obligations.

21                   Et c'est la contrainte de réseau qui l'a  
22 empêché, premièrement, de livrer tout le  
23 patrimonial qu'il pouvait livrer, mais il était  
24 prêt et il avait réalisé son obligation, et qui  
25 l'ont contraint de stopper ses exportations.

1 Or, tout ça étant réalisé à l'intérieur du  
2 cadre réglementaire, selon les articles 41.2 et  
3 41.3 des Tarifs et conditions du service de  
4 transport d'Hydro-Québec. Simplement vérifier.  
5 C'est bel et bien 41.2 et 41.3. Oui, c'est ça.

6 Et, évidemment, tout cela n'a absolument  
7 aucun rapport avec du rachat de capacité de  
8 transport point à point comme a tenté de vous le  
9 souligner maître Neuman tout à l'heure.

10 Le GRAME. Le GRAME a fait une  
11 recommandation pour des séances d'information sur  
12 le nouveau, sur le plan global d'efficacité  
13 énergétique. Le Distributeur tient à rappeler que  
14 le plan global en efficacité énergétique fait  
15 l'objet d'un bilan à chaque année dans le dossier  
16 tarifaire et il n'y a pas nécessité d'ajouter à  
17 cela.

18 RNCREQ. Et là, ça se peut que je me répète,  
19 mais je vais essayer de faire attention. C'est  
20 apparu de leur preuve, ça a été réitéré en  
21 argumentation, le « pass-on » pour deux mille  
22 quatorze (2014) et deux mille quinze (2015) semble  
23 être justifié par les températures froides, mais  
24 monsieur Raphals nous dit que deux mille treize  
25 (2013) c'était pas une année froide.



1                   Je veux bien croire que c'était pas une  
2 année froide en moyenne, mais lorsqu'on parle de  
3 deux mille quatorze (2014), on parle des deux  
4 derniers hivers. Donc, c'était l'hiver deux mille  
5 treize-deux mille quatorze (2013-2014) et l'hiver  
6 deux mille quatorze-deux mille quinze (2014-2015).

7                   Et l'hiver deux mille treize-quatorze  
8 (2013-2014) était un hiver froid. C'est la raison  
9 pour laquelle on a les dispositions, une des  
10 raisons pour laquelle on dispose exceptionnellement  
11 le compte de « pass-on » tel qu'il vous est demandé  
12 dans le présent dossier.

13                   Il m'est apparu de l'argumentation du  
14 RNCREQ que, et là je fais référence aux propos qui  
15 ont été tenus sur les transactions de court terme  
16 et la raisonnable du coût de service qui est  
17 demandé eu égard au « pass-on » des années treize  
18 (2013), quatorze (2014), quinze (2015). J'ai eu  
19 l'impression que leurs propos étaient très très  
20 théoriques et très, très désincarnés des opérations  
21 quotidiennes. Il ne faut pas oublier que les  
22 transactions de court terme sont toujours faites  
23 pour arriver à l'équilibre.

24                   (15 h 28)

25                   On a tenté de vous dire que nous avons mal

1 interprété le témoignage de nos témoins en ce qui  
2 concerne les transactions qui pourraient apparaître  
3 comme des transactions sans contrepartie. Or,  
4 encore une fois, je vous réitère que la preuve, ce  
5 qu'elle a révélé, c'est lorsqu'on voit de tel type  
6 de transactions où il semble que HQP soit la seule  
7 contrepartie, encore faut-il faire l'historique des  
8 transactions qui ont précédé. Parce que, souvent,  
9 les autres contreparties ont été appelées, leurs  
10 ressources sont engagées ou elles ont communiqué  
11 qu'elles n'étaient pas disponibles à répondre.

12           Ensuite de ça, lorsqu'on parle des  
13 transactions profilées. Effectivement, les  
14 transactions profilées, en ce qui concerne les  
15 joueurs du marché plus près d'Hydro-Québec, HQP est  
16 le seul qui peut répondre à ces demandes. Par  
17 contre, il faut toujours mettre les transactions  
18 profilées en opposition avec l'utilisation du DAM.  
19 Parce que la seule contrepartie qui peut réaliser  
20 une transaction profilée, bien, c'est le Day-Ahead  
21 Market, qui permet de le faire, mais évidemment,  
22 selon les contraintes de disponibilité des  
23 interconnexions et du marché.

24           Finalement, et ce n'est pas le moindre  
25 argument, toutes les transactions, incluant les

1 transactions profilées, sont faites après avoir  
2 vérifié qu'elles sont réalisées à un coût en bas du  
3 marché de référence selon les indices qui  
4 s'appliquent au moment de la transaction. Il n'y a  
5 pas ici matière à... Et il n'y a pas eu non plus de  
6 preuves qui permettent de remettre en question le  
7 caractère raisonnable des transactions qui ont été  
8 réalisées par le Distributeur et qui sont soldées  
9 dans le présent dossier. Au contraire, pour les  
10 dates où il y avait un doute, il y a eu de la  
11 preuve qui est venue répondre à ces doutes et  
12 donner toutes les explications nécessaires quant à  
13 la raisonnable des coûts qui y sont.

14           Donnez-moi une minute!

15           Alors voilà, Madame la Présidente, ça  
16 termine la réplique. Et je tiens, au nom d'Hydro-  
17 Québec, à vous remercier pour la conduite de ce  
18 dossier, remercier la Régie pour la qualité de  
19 l'écoute au nom de... Bien, je vous remercie les  
20 membres de la formation, mais également tous les  
21 membres de l'équipe qui ont travaillé au dossier,  
22 ainsi que l'ensemble des intervenants qui nous ont  
23 accompagnés tout au long de cette audience.  
24 Évidemment, je vous souhaite de joyeuses Fêtes.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 C'est bien. Merci, Maître Fraser, mais je pense que  
3 vous n'avez pas tout à fait terminé. Je crois que  
4 maître Rozon a une question ou deux.

5 Me ÉRIC FRASER :

6 Ça va me faire plaisir.

7 Me LOUISE ROZON :

8 Maître Fraser, j'ai juste une question. En lien  
9 avec une information qui a été transmise par le  
10 RNCREQ et la possible contradiction qu'il pourrait  
11 y avoir entre, bon, les conditions prévues au texte  
12 des conditions de service, à l'entente cadre et le  
13 fameux article 2 du décret patrimonial...

14 Me ÉRIC FRASER :

15 Oui.

16 Me LOUISE ROZON :

17 ... où on parle de l'obligation... que  
18 l'électricité patrimoniale est livrée au  
19 Distributeur aux points de raccordement du réseau  
20 de distribution.

21 Me ÉRIC FRASER :

22 Oui.

23 Me LOUISE ROZON :

24 Peut-être vous entendre là-dessus.

25

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Oui, pas de problème. Je plaçais tantôt, puis  
3 j'avais cet élément-là en filigrane, puis je le  
4 savais que ça ne sortait pas tout à fait comme je  
5 voulais. Quand c'est « live », c'est toujours...  
6 Merci de votre question parce que ça me permet d'y  
7 revenir, puis ça me permet de commencer. Il n'y en  
8 a pas de contradictions. Il n'y a aucune  
9 contradiction. Je vais juste sortir mon décret  
10 patrimonial.

11 Le décret patrimonial, ce qu'il établit,  
12 c'est évidemment les... les caractéristiques du  
13 patrimonial évidemment, et l'obligation du  
14 Producteur de... son obligation étant de nous  
15 livrer l'électricité. Et on parle, je crois, aux  
16 points de raccordement où... aux points de  
17 raccordement du réseau de distribution.

18 La version simple, c'est la suivante. Son  
19 obligation, c'est de livrer. Et le cent soixante-  
20 cinq térawattheures (165 TWh) ne se limite pas à  
21 cent soixante-cinq térawattheures (165 TWh) à la  
22 centrale. Il doit être livré jusqu'aux points, on  
23 sait que les centrales sont loin, d'où les articles  
24 4 et 5 où a été inclus dans le décret le taux de  
25 perte fixé, non pas arbitrairement, mais fixé de

1 manière... de manière finale à huit virgule quatre  
2 pour cent (8,4 %) et à cinq (5 %) où il doit livrer  
3 cent soixante-dix-huit virgule quatre-vingt-six  
4 (178,86 TWh), alors que son obligation, c'est cent  
5 soixante-cinq (165 TWh). Donc, pour livrer jusqu'au  
6 réseau de distribution, il faut qu'il pousse cent  
7 soixante-dix-huit (178 TWh).

8 (15 h 33)

9 Mais, cela étant dit, c'est l'explication  
10 si vous voulez de fond, il demeure que l'obligation  
11 du Transporteur, du Producteur, c'est de livrer le  
12 volume patrimonial de cent soixante-dix-huit  
13 (178 TWh).

14 Nulle part le décret patrimonial énonce-t-  
15 il que le Producteur est responsable d'acheter son  
16 transport. Et en fait, si c'était le cas, le  
17 Producteur nous enverrait une facture  
18 supplémentaire de transport. Or, ce n'est pas le  
19 cas, on ne paie que pour l'énergie.

20 Et ça, c'est l'argument, dans le fond, que  
21 je vous ai fait hier, à l'effet que le cadre  
22 réglementaire dicte l'évidence que le patrimonial  
23 est... en fait, l'obligation patrimoniale,  
24 pardonnez-moi, ne comporte aucune obligation de  
25 transport, le prix serait différent. Or, ce n'est

1 pas le cas, le prix, c'est le coût de la charge  
2 locale et c'est payé par le Distributeur dans le  
3 cadre du dossier tarifaire.

4 Ce que j'ajoutais, c'est que non seulement  
5 il n'y a pas de contradiction, mais cette réalité  
6 était confirmée par l'entente cadre qui confirmait  
7 que le Distributeur était responsable. Et là on  
8 comprend qu'on confirmait cette réalité-là qu'il  
9 était responsable de se procurer le transport, mais  
10 lorsqu'on ajoute de nouvelles conventions, comme  
11 l'entente cadre, bien on s'assure que le même...  
12 que les mêmes engagements à l'égard du transport  
13 soient applicables au Distributeur.

14 Donc, tout le cadre est cohérent. Le  
15 patrimonial est livré via la charge locale qui est  
16 payée par le Distributeur, donc... Et lorsqu'il y a  
17 une contrainte de transport, bien ce sont les  
18 conditions... le Tarif et les conditions du  
19 Transporteur qui s'appliquent.

20 Et de manière assez... assez... de manière  
21 assez cohérente, mais ce n'est pas tout à fait le  
22 terme, les Tarifs et conditions prévoient comment  
23 qu'on règle ces questions-là. Donc, prévoient que  
24 lorsqu'il y a une contrainte de transport  
25 importante comme celle qui est survenue... Et

1 d'ailleurs, c'est important de le rappeler pour la  
2 question des coûts. Lorsque, ça, ça survient,  
3 évidemment il y a un paquet de décisions qui sont  
4 prises par le Transporteur et il y a une facture du  
5 Transporteur qui est remise au client. Et ensuite  
6 de ça, le Distributeur s'inscrit en relai, donc en  
7 continuité puisqu'il utilise le réseau de la  
8 manière dont il a été reconfiguré par le  
9 Transporteur.

10           Donc, voyez-vous, la suite est vraiment  
11 cohérente, le décret patrimonial détermine ou  
12 précise cette obligation et précise même que le  
13 cent soixante-cinq térawattheures (165 TWh), c'est  
14 cent soixante-dix-huit (178 TWh) parce qu'on veut  
15 être sûr que... d'en avoir pour notre argent, si on  
16 veut. On veut être sûr que ce qui se rend au réseau  
17 du Distributeur, c'est cent soixante-cinq  
18 (165 TWh), c'est cent soixante-cinq (165 TWh) et  
19 non pas moins.

20           Ensuite de ça, cet... donc aucune  
21 obligation de transport n'est inscrite dans le  
22 décret. Et non seulement aucune obligation de  
23 transport n'est inscrite dans le décret, mais le  
24 processus réglementaire fait en sorte que celui qui  
25 réserve ou celui qui obtient le transport pour le



1 patrimonial, bien c'est la charge locale et on  
2 paie, on paie assez cher pour ça, donc le transport  
3 du Distributeur.

4 Et ensuite de ça, bien c'est confirmé,  
5 cette réalité-là est également confirmée par, par  
6 exemple, l'entente cadre qui confirme ce que je  
7 viens de vous dire, qui a été approuvée par  
8 j'imagine au moins trois décisions parce qu'on est  
9 à la troisième entente cadre. Donc, lorsque je dis  
10 que le cadre réglementaire confirme nos propos à  
11 l'effet que le Producteur n'a pas à payer cent pour  
12 cent (100 %) les contraintes de transport puisqu'il  
13 n'est pas responsable de cette partie-là.

14 Et tout ça, en terminant, avec le fait que  
15 lorsque ces événements arrivent, bien il y a des  
16 dispositions précises qui expliquent exactement  
17 quoi faire et comment se départager les coûts.

18 Est-ce que c'est assez clair?

19 Me LOUISE ROZON :

20 C'est très clair. Merci beaucoup. Puis j'en profite  
21 aussi pour vous souhaiter un très bon temps des  
22 Fêtes.

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Merci.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Maître Fraser, une question de clarification.

3 Me ÉRIC FRASER :

4 Oui.

5 (15 h 35)

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Et je reviens à un commentaire que vous avez... ou  
8 en tout cas, dans votre plaidoirie principale,  
9 concernant les mises à jour. Mises à jour de  
10 dossier, maître Neuman y a fait référence ce matin  
11 où, je pense, en plaidoirie principale vous avez  
12 dit : « Bon, ça peut devenir un problème, s'il y a  
13 des postes importants, oui. Mais là ça fait deux  
14 ans que le Distributeur volontarise de  
15 l'information de la mise à jour pour expliquer, à  
16 bon droit, des variances », j'imagine, qu'il juge  
17 importantes, mais j'aimerais que vous me clarifiiez  
18 un peu c'est quoi la position, là, du Distributeur  
19 là-dessus, est-ce que c'est fini, les mises à jour?  
20 Est-ce que vous... parce que vous avez dit,  
21 « l'intégrité du dossier ne doit pas être  
22 modifiée », alors, si c'est ça, c'est... on reste  
23 sur du 4-8, « all the way ». Donc, pouvez-vous me  
24 préciser un peu, peut-être que j'ai mal compris,  
25 là, on en a beaucoup en tête mais... là je prends

1 le point de vue, là, de nos comptables?

2 Me ÉRIC FRASER :

3 Oui, bien, en fait, je pense que vous n'avez pas  
4 mal compris.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Ah!

7 Me ÉRIC FRASER :

8 Mais... en fait, vous avez probablement très bien  
9 compris. Mais je ne suis pas certain que je peux  
10 vous donner une réponse beaucoup plus claire. Il y  
11 a deux choses qui... Moi, je suis de l'école où  
12 l'intégrité du dossier c'était fondamental et je me  
13 souviens de mon mentor de l'époque, il disait :  
14 « Bon, bien, c'est correct, si on change un  
15 chiffre, on va tous les changer. » Évidemment, ça,  
16 ça a évolué et comme... comme je vous plaçais en  
17 plaidoirie principale, les postes qui ont fait  
18 l'objet d'une mise à jour sont vraiment des postes  
19 importants. On n'a pas procédé à une nouvelle mise  
20 à jour de nos effectifs, pas procédé à une mise à  
21 jour de nos investissements parce qu'à ce moment-  
22 là, il faut tracer une ligne.

23 Et je crois que la meilleure réponse que je  
24 peux vous donner c'est probablement celle que je  
25 vous ai donnée en plaidoirie principale à l'effet

1 que, non, on ne veut pas revenir sur le principe du  
2 4-8 mais, évidemment, on ne veut pas non plus se  
3 retenir de s'approcher d'avoir des tarifs le plus  
4 près de nos coûts lorsqu'on a des postes aussi  
5 évidents, qui émanent de décisions dont on a  
6 connaissance. Parce que, de la même manière que...  
7 parfois, il y a des décisions dont on n'a pas  
8 connaissance ou...

9 Et les postes identifiés dans le présent  
10 dossier m'apparaissent clairs et je pense qu'on  
11 peut très bien vivre avec lorsqu'on apprend que des  
12 parcs éoliens ne seront pas en service puis qu'il y  
13 a un impact de vingt-cinq millions (25 M\$), bien,  
14 on va de l'avant. Lorsqu'on a une décision qui a un  
15 impact, bien, on va de l'avant. Lorsqu'on a une  
16 décision procédurale pour... qu'on aurait faite de  
17 toute façon mais... Pour les Îles-de-la-Madeleine,  
18 c'était vingt millions (20 M\$), tout le monde  
19 savait qu'il ne serait pas étudié dans le dossier.

20 Donc, voyez-vous, ça c'est des éléments  
21 qui... Mais, pour le reste, je ne pourrais pas  
22 m'avancer, je ne pense pas que j'aurais  
23 nécessairement la compétence des comptables mais  
24 l'idée étant la suivante... Vous savez, il y a une  
25 usine qui ne sera pas construite l'année prochaine.

1 On l'a appris ce matin. Est-ce qu'on va faire une  
2 révision? Non. C'est un peu ça. Et peut-être qu'il  
3 sera opportun de s'y pencher plus avant, là, mais,  
4 malheureusement, je ne suis peut-être pas dans la  
5 meilleure position pour vous donner plus  
6 d'informations.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est bien. Alors, je vais m'en satisfaire, de  
9 votre réponse. Écoutez, je pense que j'ai quelques  
10 mots à vous offrir. Je comprends toujours que la  
11 dernière DDR, le 11.1, on parlait justement de  
12 mises à jour, là, va... arrivera toujours demain,  
13 c'est bien ce que vous nous avez promis... c'est un  
14 engagement, oui?

15 Me ÉRIC FRASER :

16 Oui.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Oui. Parce que nous ne pourrions prendre le dossier  
19 en délibéré tant que nous n'aurons pas cette  
20 information. Point n'est question de dire que nous  
21 aurons une autre question après ça, c'est fini, les  
22 questions. Alors, nous n'aurons qu'à trouver des  
23 réponses, ce n'est pas beaucoup plus facile mais  
24 enfin. Alors, est-ce que vous avez eu vent de ce  
25 que ça s'en venait ou pas?

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Oui, j'ai... écoutez, les travaux sont faits  
3 pour... mais c'est très difficile. Ce que je peux  
4 vous dire c'est que la dernière information qu'on a  
5 eue c'est que ce n'était pas terminé et que c'était  
6 très difficile. Donc, je n'oserais pas vous  
7 garantir que ça va être demain mais tout est fait  
8 pour que ce soit déposé demain.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 C'est bien. Écoutez, on va prendre cette réponse,  
11 de toute façon le dossier ne sera pas pris en  
12 délibéré tant que nous n'aurons pas cette réponse  
13 et je pense que je peux être assez honnête avec  
14 vous pour vous dire qu'il n'y a pas grand-chose qui  
15 va se faire ici la semaine prochaine avec l'équipe  
16 du Distributeur. Alors, écoutez...

17 (15 h 44)

18 Me ÉRIC FRASER :

19 On peut comprendre ça.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Bon. Écoutez, j'aimerais seulement reprendre un peu  
22 votre analogie maritime du début.

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Oui.

25

1 LA PRÉSIDENTE :  
2 Hein? Alors moi, le transport, ça me laisse jamais,  
3 mais vous savez, on dit aussi, vous parliez de...  
4 pas nécessairement des vents, mais des marées, mais  
5 on doit aussi dire qu'un navire, il n'y a jamais de  
6 bon vent pour un navire qui n'a pas de destination.  
7 Et je pense que ce qui va nous guider, et ce qui  
8 s'en vient, je pense à la politique énergétique du  
9 Québec, je pense au plan stratégique d'Hydro-  
10 Québec, la révision de la stratégie tarifaire,  
11 peut-être à quelques égards des impacts ou des  
12 relents de ce qui s'est passé à Paris, l'accord de  
13 Paris. Alors, tout ça va nous amener, fort  
14 probablement, à bien mieux définir, identifier vers  
15 où on s'en va. Bien, en fait, je le souhaite, parce  
16 que si ça ne fait pas ça, on est un petit peu dans  
17 le pétrin, je dirais.

18 Mais tout ça nous amène à des enjeux...  
19 tous ces éléments de contexte là vont nous amener à  
20 un lot d'enjeux, en effet, qui vont devoir nourrir  
21 nos réflexions et nos travaux, pas nécessairement  
22 uniquement l'année prochaine, j'allais dire la  
23 semaine prochaine, mais c'est faux, l'année  
24 prochaine, dans les années qui vont venir.

25 Alors donc, je vois ça comme étant des

1 jalons à venir qui vont nous amener des défis  
2 encore plus intéressants si tant est qu'il peut y  
3 en avoir des plus intéressants que ceux qu'on a  
4 déjà devant nous.

5 Bien écoutez, au nom de mes collègues,  
6 j'aimerais remercier tous les participants,  
7 incluant l'équipe du Distributeur qui a eu à  
8 répondre à beaucoup de questions pour... et tous  
9 les participants pour l'excellente collaboration,  
10 on a eu dix (10) jours d'audience bien remplis, on  
11 a réussi à respecter notre calendrier, à peu près,  
12 à une demi-journée près, alors ce qui est très  
13 bien.

14 Je ne voudrais pas passer sous silence la  
15 contribution des gens qu'on ne voit pas, c'est-à-  
16 dire tout le personnel du greffe, là, qui nous  
17 supporte pendant que nous, on est ici en audience  
18 et eux travaillent, on les voit à l'occasion, alors  
19 mesdames Pierrette Robin, Claudette Lévesque,  
20 Natalie Eccles ainsi que tout le travail du  
21 secrétariat et de maître Dubois qui le dirige.  
22 Donc, un grand mot, un grand, grand mot  
23 publiquement, à toute l'équipe de spécialistes de  
24 la Régie et de notre chargé de projet sans lesquels  
25 on n'avancerait pas aussi vite dans... madame



1 Montaldo, alors pour ne pas la nommer, sans  
2 lesquels on n'avancerait pas aussi bien, de façon  
3 aussi judicieuse dans... pour appuyer et nous aider  
4 dans notre délibéré.

5 Alors, écoutez, un merci spécial aux  
6 sténographes, qui ont, des fois, à composer avec  
7 des vitesses grand V, ainsi qu'à notre  
8 indispensable madame Lehuis, notre greffière.

9 Alors donc, tout ça termine... Merci à mes  
10 collègues, aussi, hein, je ne suis pas seule dans  
11 ça, je prends souvent le micro, mais je ne suis pas  
12 seule à nourrir ce que l'on aura à décider.

13 Alors nous aussi, on vous souhaite un  
14 excellent temps des Fêtes, reposant, apaisant, mes  
15 meilleurs voeux de santé, sérénité pour l'année qui  
16 vient, année qui sera, j'en suis convaincue,  
17 malheureusement pour tout le monde, aussi chargée  
18 qu'elle l'était cette année. Alors, pas qu'on  
19 n'aime pas ça, mais des fois, ça fatigue.

20 Alors, écoutez, bon temps des Fêtes et  
21 merci pour la collaboration de tous et... bien, on  
22 ne sait jamais quel dossier on a, mais si je suis  
23 chanceuse, peut-être qu'on se reverra l'année  
24 prochaine! Alors merci.

25

1 Me ÉRIC FRASER :

2 Merci beaucoup, Madame la Présidente.

3 FIN DE L'AUDIENCE

4

5

6 SERMENT D'OFFICE :

7

8 Je, soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,

9 certifie sous mon serment d'office que les pages

10 qui précèdent sont et contiennent la transcription

11 exacte et fidèle des notes recueillies au moyen du

12 sténomasque, le tout conformément à la Loi.

13

14 ET J'AI SIGNÉ:

15

16

17

18

19 \_\_\_\_\_  
CLAUDE MORIN (200569-7)