

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE RELATIVE AU PROGRAMME
GDP AFFAIRES

DOSSIERS : R-4041-2018 Phase 2

RÉGISSEURS : Me LISE DUQUETTE, présidente
M. FRANÇOIS ÉMOND et
Mme ESTHER FALARDEAU

AUDIENCE DU 25 MAI 2021
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 11

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS :

Me ANNIE GARIÉPY
avocate de la Régie

REQUÉRANTE :

Me SIMON TURMEL
avocat d'Hydro-Québec Distribution (HQD)

INTERVENANTS :

Me SERENA TRIFIRO
avocate de l'Association coopérative d'économie
familiale de Québec (ACEFQ);

Me STEVE CADRIN
avocat de l'Association hôtellerie Québec et de
l'Association des restaurateurs du Québec (AHQ-
ARQ);

Me SYLVAIN LANOIX
avocat de l'Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité et du
Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-
CIFQ);

Me MARIE-ANNICK TOURILLON
avocate de l'Association des stations de ski du
Québec (ASSQ);

Me ANDRÉ TURMEL
avocat de la Fédération canadienne de l'entreprise
indépendante (Section Québec) (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET
avocate du Groupe de recommandations et d'actions
pour un meilleur environnement (GRAME);

Me ÉRIC McDEVITT DAVID
avocat d'Option consommateurs (OC);

Me GABRIELLE CHAMPIGNY
avocate du Regroupement des organismes
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Me JOCELYN OUELLETTE et
Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD
avocats du Regroupement national des conseils
régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Me DOMINIQUE NEUMAN
avocat de Stratégies énergétiques (SÉ);

Me HÉLÈNE SICARD
avocate de l'Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE DU RNCREQ	
PHILIP RAPHALS	
INTERROGÉ PAR Me JOCELYN OUELLETTE	7
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	44
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL	49
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	54
PREUVE DE SÉ	
JIMMY ROYER	
JEAN-PIERRE LAFLAMME	
INTERROGÉS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	69
PREUVE DE L'AHQ-ARQ	
MARCEL PAUL RAYMOND	
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	109
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL	141
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	153
PREUVE DE OC	
PASCAL CORMIER	
INTERROGÉ PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID	170
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL	206
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	211

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-
2 cinquième (25e) jour du mois de mai :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-cinq (25)
8 mai deux mille vingt et un (2021) par
9 visioconférence. Dossier R-4041-2018 Phase 2 :
10 Demande relative au programme GDP Affaires.
11 Poursuite de l'audience.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors, bonjour à tous. Ça nous fait plaisir de vous
14 revoir aujourd'hui. Alors, on est rendu avec la
15 preuve des intervenants. Nous avons quatre
16 intervenants de prévus aujourd'hui, soit le RNCREQ,
17 SÉ, AHQ-ARQ et OC. Alors, on pourrait commencer, à
18 moins qu'il y ait des remarques préliminaires avant
19 que l'on débute, auquel cas, je vous demanderais
20 d'allumer votre caméra et/ou de lever la main de
21 façon virtuelle, on pourrait débiter avec la preuve
22 du RNCREQ. Bonjour, Maître Turmel.

23 Me ANDRÉ TURMEL :

24 Oui. Bonjour, Madame la Présidente. Bonjour à tous.
25 Bon mardi. Simplement pour vous signifier que

1 l'engagement, la réponse à l'engagement numéro 1,
2 suite à l'échange avec le banc, va être déposée
3 dans quelques minutes, là, tel que requis.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Merci beaucoup, Maître Turmel. Passez une bonne
6 journée. Oui. Est-ce que les gens du RNCREQ sont
7 là? Bonjour, Maître Ouellette.

8

9 PREUVE DU RNCREQ

10 Me JOCELYN OUELLETTE :

11 Bonjour.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Est-ce que votre témoin est disponible?

14 Me JOCELYN OUELLETTE :

15 Oui. On s'est vu ce matin. Bonjour. On le voit de
16 dos, là.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Parfait. Je vous laisse la place.

19 Me JOCELYN OUELLETTE :

20 Merci. Alors, Jocelyn Ouellette pour l'Intervenant,
21 le RNCREQ. Alors, bon matin, Madame la Présidente,
22 Madame la Régisseur, Monsieur le Régisseur, ainsi
23 que tous mes confrères et consœurs. Alors, on va
24 entamer avec la présentation de l'analyste externe
25 du RNCREQ, monsieur Philip Raphals.

1 Q. **[1]** Donc, monsieur Raphals, est-ce exact que c'est
2 vous qui avez préparé le rapport...

3 LA GREFFIÈRE :

4 Excusez-moi, Maître Ouellette. Pardon.

5 Me JOCELYN OUELLETTE :

6 Vous allez l'assermenter?

7 LA GREFFIÈRE :

8 Oui, c'est ça.

9 Me JOCELYN OUELLETTE :

10 Hum, hum.

11

12 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-
13 cinquième (25e) jour du mois de mai, A COMPARU :

14

15 PHILIP RAPHALS, directeur général - Centre Hélios,
16 ayant une place d'affaires au 326, boulevard Saint-
17 Joseph Est, #1, Montréal (Québec);

18

19 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
20 solennelle, dépose et dit :

21

22 INTERROGÉ PAR Me JOCELYN OUELLETTE :

23 Q. **[2]** Alors, Monsieur Raphals, est-ce exact que le
24 rapport déposé sous la cote C-RNCREQ-0009 c'est
25 vous qui l'avez préparé, de même que la

1 présentation qui a été produite hier sous la cote
2 C-RNCREQ-0037?

3 M. PHILIP RAPHALS :

4 R. Oui, effectivement.

5 Q. **[3]** Et est-ce que vous acceptez le tout pour valoir
6 comme votre témoignage écrit dans l'audience?

7 R. Oui.

8 Q. **[4]** Alors, je vous laisse la parole. Je comprends
9 que vous avez différents points qui vont suivre la
10 présentation. Donc, Madame Lebuis, peut-être qu'on
11 peut afficher C-RNCREQ-0037 à l'écran.

12 R. Voilà! Alors, bonjour. Bonjour, Madame la
13 Présidente, Monsieur et Madame les Régisseurs, tout
14 le monde. Ça me fait plaisir d'être ici avec vous
15 ce matin. Alors, effectivement, j'ai une
16 présentation à vous faire, mais, en introduction,
17 si vous me permettez, je voudrais faire un petit
18 préambule de nature plus personnelle.

19 Alors, depuis longtemps j'ai présenté des
20 preuves devant la Régie qui argumentent en faveur
21 de la GDP, en commençant avec mon rapport au
22 dossier 38, R-3864, qui est le plan d'appro deux
23 mille treize (2013) qui a présenté pour la
24 première, je crois, une option de programme
25 résidentiel de pointes critiques. Il y a un micro

1 ouvert à quelque part? Merci.

2 Alors, mon enthousiasme pour ce programme
3 se base sur la perception qu'afin de réduire les
4 coûts et les externalités associés à la production,
5 au transport et la distribution d'électricité, nous
6 devrions tous devenir plus conscients de notre
7 consommation. Et cette perspective, le GDP est un
8 bien public et il devrait être fortement encouragé,
9 même si parfois il mène à des coûts additionnels.

10 De cette perspective, le fait que
11 cinquante-quatre pour cent (54 %) des participants
12 à GDP Affaires actuellement ont recours à des
13 groupes électrogènes au diesel afin d'effacer leur
14 demande en pointe est problématique. Ce fait est
15 nouveau. Lors du projet pilote, seulement vingt
16 pour cent (20 %) des clients utilisaient ce moyen.

17 Donc, il est peut-être pertinent de faire
18 en sorte que, en cas extrême, le Distributeur
19 puisse compter sur la puissance des génératrices
20 d'urgence de ses clients, le faire sur une base
21 routine ne cadre pas, selon moi, avec la transition
22 énergétique. Ça devrait être découragé sauf quand
23 c'est pertinent, absolument nécessaire.

24 Je suis bien sûr conscient que cet enjeu
25 est hors de la portée de cette audience. Je ne vous

1 demande aucunement de le traiter. Je mentionne
2 simplement, pour expliquer pourquoi, pour moi, le
3 GDP Affaires ne se trouve plus dans la catégorie
4 des ressources qui devraient être fortement
5 encouragées. Et je le vois plutôt comme une
6 ressource parmi d'autres qui doit se justifier
7 pleinement sur le plan économique et énergétique.
8 Alors, c'est la fin de mon préambule. Merci de
9 votre patience. Je commence la présentation.

10 Quoi qu'elle se base sur un programme
11 antérieur, l'option tarifaire GDP Affaires est
12 différente, notamment à l'égard de l'exclusion des
13 coûts d'implantation. Pour cette raison, j'attire
14 un nouveau regard dans son entièreté. Dans mon
15 rapport, je suis venu à cinq conclusions suivantes.

16 1. La proposition tarifaire de soixante
17 dollars le kilowatt (60 \$/kW) pour l'option
18 n'atteint pas la neutralité tarifaire. L'analyse du
19 Distributeur néglige de tenir compte des coûts de
20 l'option en deux mille vingt, vingt et un
21 (2020-21), et il applique les coûts évités de long
22 terme trois années avant que cela ne soit justifié.
23 En corrigeant ces deux défauts, on constate que la
24 proposition crée toujours une pression tarifaire à
25 la hausse de quarante-huit millions de dollars

1 (48 M\$).

2 Numéro 2. Les coûts évités par la GDP
3 Affaires doivent supporter non seulement l'option,
4 mais également tout programme futur pour appuyer
5 les investissements requis pour participer à la GDP
6 Affaires. Si l'objectif à long terme est de faire
7 croître cette ressource continuellement, il est
8 donc nécessaire de réserver des fonds à cette fin.

9 Conclusion 3. Les coûts récurrents associés
10 aux quatre moyens d'effacement utilisés par la
11 plupart des participants sont de moins de seize
12 dollars le kilowatt (16 \$/kW), et souvent beaucoup
13 moins.

14 4. Les données disponibles n'indiquent
15 aucune relation entre les coûts récurrents et le
16 nombre de kilowatts d'effacement offert par le
17 client. Sur la base des coûts, une grille
18 dégressive ne semble donc pas justifiée.

19 Et numéro 5. Toutefois, en termes de la
20 marge requise sans égards aux coûts, une grille
21 dégressive peut néanmoins s'avérer utile pour
22 inciter un client à participer à la GDP Affaires.

23 J'avais aussi souligné que les autres
24 questions en suspens, en fait les audiences sont
25 venues clarifier plusieurs points, dont par

1 exemple, que le Distributeur a bel et bien eu
2 quatre cent sept mégawatts (407 MW) d'inscription
3 en deux mille vingt, vingt et un (2020-21),
4 démontrant qu'il existe des entreprises ayant ce
5 potentiel d'effacement déjà équipées pour
6 participer à l'option. Que la diminution prévue des
7 mégawatts d'effacement pour l'hiver prochain, trois
8 cent vingt-cinq mégawatts (325 MW), demeurent
9 valables. Et, trois, que le recrutement de petits
10 joueurs anciennement couverts par les agrégateurs
11 ne semble pas être un enjeu majeur pour le
12 Distributeur.

13 Les audiences auront aussi permis de mieux
14 comprendre le raisonnement du Distributeur à
15 l'égard de l'appui financier qu'il souhaite offrir.
16 Ensemble, ces faits m'ont amené à une nouvelle
17 solution pour maximiser les bénéfices de cette
18 option que je vous présente ce matin. J'espère que
19 ces réflexions vous seront utiles.

20 Dans cette audience, la Régie fait la
21 calibration et le « fine tuning » de l'option
22 tarifaire. Mais pour ce faire, il faut s'assurer
23 que les prémisses sont justes. La proposition du
24 Distributeur se base en fait sur trois
25 présomptions.

1 1. L'option tarifaire ne crée pas un impact
2 tarifaire significatif pour les non participants.

3 2. L'appui financier de l'ancien programme
4 de soixante-dix dollars le kilowatt (70 \$/kw)
5 devait permettre d'atteindre ces objectifs une fois
6 ajusté pour enlever la partie qui était dédiée aux
7 coûts d'implantation.

8 Et 3. Un appui à cette hauteur n'est
9 probablement pas nécessaire pour inciter la
10 participation des plus gros clients de GDP Affaires
11 et donc une approche dégressive serait souhaitable.

12 Ce sont toutefois des présomptions
13 réfutables. À la lumière de la preuve vue
14 jusqu'ici, je considère que les deux premières
15 prémises ne se confirment pas. Je vous explique
16 pourquoi.

17 D'abord, sur la neutralité tarifaire.
18 Lorsque l'appui financier de soixante-dix dollars
19 (70 \$) a été proposé à la Phase 1, HQD s'est basé
20 sur les coûts évités de cent soixante-dix-sept
21 dollars le kilowatt (177 \$/kW), soit cent dix
22 dollars (110 \$) pour la fourniture plus quarante-
23 neuf (49 \$) pour le transport et dix-huit (18 \$)
24 pour la distribution, le tout en dollars de deux
25 mille dix-sept (2017). C'est au P-15, page 10.

1 Avec des coûts évités à ce niveau, le
2 programme était certes rentable. L'appui financier
3 de soixante-dix dollars le kilowatt (70 \$/kW) fixé
4 suite à une rencontre de type « focus group » en
5 deux mille quinze (2015), selon P-15, page 13,
6 devait couvrir tant les coûts d'implantation, les
7 coûts d'opération et les inconvénients.

8 Les clients semblaient satisfaits et dans
9 le projet-pilote quatre-vingt-dix pour cent (90 %)
10 des participants ont voulu rester sur cette
11 planche-là. Dans le projet-pilote, quatre-vingt
12 pour cent (80 %) des participants ont couvert leurs
13 coûts d'implantation dès le premier hiver de la
14 participation, selon B-007, page 48, ce qui suggère
15 que l'appui était en fait généreux.

16 Maintenant la situation est différente,
17 surtout grâce aux décisions de la Régie concernant
18 les coûts évités. Avec un coût évité de seulement
19 dix-sept dollars le kilowatt (17 \$/kW) à l'heure
20 actuelle, le programme est clairement déficitaire
21 et le restera jusqu'au moment où les coûts évités à
22 long terme s'y appliquent.

23 Afin de clarifier et de finaliser l'analyse
24 économique il y a deux questions en suspens, que
25 j'ai abordées dans mon rapport. La première est la

1 date du début de l'analyse et la deuxième est la
2 date à partir de laquelle devaient s'appliquer les
3 coûts évités de long terme.

4 J'ai expliqué dans mon rapport pourquoi je
5 pense que l'analyse devrait commencer en deux mille
6 vingt-vingt et un (2020-2021). Le tarif pour cette
7 année a été approuvé, décision D-2020-120, à titre
8 de tarif provisionnel, sans le bénéfice d'une
9 analyse économique ou sans l'impact tarifaire. Je
10 cite le paragraphe 81 de cette décision.

11 Par ailleurs, la Régie juge qu'il est
12 important de réitérer une demande qu'elle avait
13 déjà formulée dans sa décision D-2019-092, soit de
14 demander au Distributeur de prévenir les nouveaux
15 participants que cette option tarifaire est sujette
16 à des modifications ultérieures.

17 Selon ma compréhension, le tarif
18 provisionnel implique nécessairement un tarif qui
19 peut être modifié rétroactivement. Je comprends
20 qu'il est souhaitable d'éviter de le faire, mais
21 d'une perspective réglementaire il est clair que
22 cela demeure une option, si la Régie le juge
23 nécessaire. Cette décision vous appartient.

24 Il y a de cela un lien avec les questions
25 d'inclure l'année deux mille vingt-vingt et un

1 (2020-2021) dans l'analyse économique de l'option,
2 mais les deux questions sont quand même distinctes.
3 Le but d'une telle analyse est de déterminer les
4 impacts économiques et surtout tarifaires de la
5 nouvelle option tarifaire. Le tarif pour l'année
6 deux mille vingt-vingt et un (2020-2021) fait
7 également partie de cette nouvelle option tarifaire
8 et je ne vois aucune raison de l'exclure de
9 l'analyse, peu importe si ce tarif est modifié
10 rétroactivement ou non.

11 Qu'est-ce qui en est sur ce point? Le
12 Distributeur a répondu que l'analyse traite du
13 futur et pas du passé. C'est vrai évidemment, on
14 fixe les tarifs pour le futur. Mais on applique un
15 tarif provisoire spécifiquement dans les situations
16 où, pour une raison ou autre, on souhaite mettre le
17 tarif en application avant de pouvoir faire une
18 analyse appropriée. Normalement, l'analyse
19 économique au soutien d'un tarif qui s'appliquera
20 deux mille vingt-vingt et un (2020-2021) aurait dû
21 être présentée en deux mille dix-neuf (2019) ou tôt
22 en deux mille vingt (2020). Dans les circonstances,
23 il n'était pas possible. Mais cela n'affecte en
24 rien la portée qu'une telle analyse devrait avoir.
25 Je vous recommande donc d'inclure l'année deux

1 mille vingt-vingt et un (2020-2021) dans vos
2 analyses.

3 Toutefois, je comprends que cette
4 détermination n'a pas encore été faite. Pour que
5 les analyses que je présente aujourd'hui soient
6 utiles, je les présenterai donc toutes en deux
7 formes : un avec un VAN de dix (10) ans commençant
8 deux mille vingt-vingt et un (2020-2021) et aussi
9 avec un VAN de dix (10) ans commençant en deux
10 mille vingt et un-vingt-deux (2021-2022). Ainsi
11 vous pourrez retenir les valeurs qui correspondent
12 à votre décision.

13 Il y a aussi une autre variante possible et
14 elle est de onze (11) ans, commençant en deux mille
15 vingt-vingt et un (2020-2021), que je n'ai pas
16 présentée qui a l'avantage de terminer dans la même
17 année que les dix (10) ans qui commencent en vingt
18 et un-vingt-deux (2021-2022). Si... si vous
19 souhaitez, je peux bien sûr faire des ajustements
20 pour avoir les chiffres pour chaque scénario
21 avec... avec ce type de VAN.

22 À l'audience du dix-neuf (19) mai vous avez
23 questionné le Distributeur sur les implications de
24 l'inclusion de deux mille vingt-vingt et un (2020-
25 2021) faisant référence au tableau 6 de mon

1 rapport. Le Distributeur n'a pas exprimé de réserve
2 sur ce tableau, je crois, qui devait présenter son
3 scénario de référence avec l'ajout des résultats de
4 deux mille vingt-vingt et un (2020-2021).

5 Toutefois, j'ai réalisé en préparant cette
6 présentation que, par inadvertance, j'avais mal
7 transcrit la prémisse du Distributeur, à l'égard de
8 la date d'application du coût évité à long terme.
9 Au tableau 6 de mon rapport, le coût évité à long
10 terme est appliqué à partir de deux mille vingt-
11 quatre, vingt-cinq (2024-2025), plutôt qu'en deux
12 mille vingt-trois, vingt-quatre (2023-2024), selon
13 l'hypothèse du Distributeur.

14 Je vous présente, donc, à la planche 2 de
15 ma présentation une version de ce tableau qui
16 reflète plus fidèlement les prémisses du
17 Distributeur. Malheureusement, ce tableau aussi
18 contient une erreur, que j'ai découvert ce matin,
19 trop tard. Si vous regardez la ligne « Appui
20 financier » pour deux mille vingt, vingt et un
21 (2020-2021), ça devrait être moins soixante-dix
22 dollars (-70 \$), plutôt que... je vois mal sur
23 l'écran... cinquante (50)... cinquante-neuf (59),
24 je crois.

25 Alors, avec ces corrections, les

1 conclusions devraient se lire comme suit : VAN,
2 comme écrit, de quatre-vingt-douze millions (92 M)
3 à partir de deux mille vingt et un, vingt-deux
4 (2021-2022), qui est l'original d'Hydro. Mais VAN
5 de soixante-cinq millions (65 M) à partir de vingt,
6 vingt et un (2020-2021), qui fait un écart de
7 vingt-six millions (26 M), plutôt que vingt-deux
8 (22). Je regrette l'erreur et une version corrigée
9 sera déposée aujourd'hui.

10 Alors, comme je viens de dire, avec cette
11 correction, on constate que l'inclusion de l'année
12 vingt, vingt et un (2020-2021), réduit les gains
13 nets à soixante-cinq millions (65 M) pas à trente-
14 six (36). Et la différence due à l'inclusion de
15 vingt, vingt et un (2020-2021) est de vingt-six
16 millions (26 M), pas les cinquante-quatre millions
17 (54 M) mentionnés à l'audience. Et je m'excuse
18 sincèrement de vous avoir induit en erreur.

19 Ces vingt-six millions (26 M) sont quand
20 même importants, comme nous le verrons dans un
21 instant. Mais, la question plus importante concerne
22 la date d'application des coût évités de long
23 terme. Dans mon rapport, j'ai expliqué que selon ma
24 compréhension, la question méthodologique a déjà
25 été décidée dans D-2019-164, aux paragraphes 217 à

1 219.

2 Il est vrai que cette décision a été
3 exprimée à l'égard des faits précis devant la
4 Régie, plutôt qu'en termes généraux et la décision
5 est néanmoins claire. À la section 4.2.1 de mon
6 rapport, j'ai expliqué le raisonnement de cette
7 décision. Je crois que la question, donc, a déjà
8 été réglée et ne fait pas partie des questions à
9 débattre dans la présente phase.

10 Toutefois, j'ai entendu plusieurs
11 témoignages sur la question, et donc, je me permets
12 de poursuivre, un peu. Et alors, si la Régie décide
13 de traiter la question à nouveau, comme propose le
14 Distributeur, et même si elle sera persuadée que
15 les coûts évités à long terme devraient s'appliquer
16 dès qu'une nouvelle ressource serait requise, en
17 l'absence totale de l'option tarifaire, je constate
18 que le résultat serait le même.

19 Je m'explique. À la page 20 de mon rapport,
20 j'avais reproduit le tableau R-8.2-C, qui indiquait
21 les approvisionnements additionnels qui seraient
22 requis, année après année, si la contribution de
23 GDP Affaires était nulle. Plus tard, cependant, le
24 Distributeur a produit une version amendée de ce
25 tableau, qui est reproduit à la planche 3. Planche

1 3, s'il vous plaît. Merci.

2 Alors, quoiqu'il est vrai que ce bilan
3 montre un besoin de ressources additionnelles en
4 deux mille vingt-trois, vingt-quatre (2023-2024),
5 le montant est très petit, juste cinquante
6 mégawatts (50 MW). Il monte à cent cinquante (150)
7 en deux mille vingt-quatre, vingt-cinq (2024-2025),
8 mais retombe à 0 en deux mille vingt-cinq, vingt-
9 six (20245-2026).

10 Est-ce plausible que le Distributeur
11 tiendra un appel d'offres à long terme pour
12 livraison en deux mille vingt-trois, vingt-quatre
13 (2023-2024), dans un tel contexte? Et si oui, pour
14 combien de mégawatts? Pour cinquante (50), je doute
15 fort. Par contre, s'il acquiert une ressource plus
16 grande, disons de quatre cents mégawatts (400 MW),
17 à partir de deux mille vingt-trois, vingt-quatre
18 (2024-2024), il va devoir évidemment réduire ses
19 achats sur le marché de court terme pour les années
20 subséquentes.

21 Cela impliquerait pour ces années de
22 remplacer une ressource, dix-huit kilowatts
23 (18 kW), les achats de court terme, avec une autre
24 à cent huit (108) ou cent dix kilowatts (110 kW)...
25 pardon, dollars le kilowatt. Il serait difficile de

1 voir comment un tel choix pourrait être justifié,
2 lorsqu'il vient le temps de récupérer cet argent.

3 Si on veut vraiment s'interroger sur quels
4 coûts seraient évités et dans quelles
5 circonstances, on tombe rapidement dans des
6 complexités qui dépassent inévitablement le cadre
7 de cette audience. Si le Distributeur manque
8 cinquante (50) ou cent cinquante mégawatts (150 MW)
9 pendant une année ou deux, quelle serait la façon
10 de moindre coût de les acquérir? Devrait-il
11 introduire une prime exceptionnelle pour susciter
12 une offre accrue de l'OÉI, ou de la tarification
13 dynamique, ou Hilo?

14 Devrait-il faire un appel d'offres de moyen
15 terme pour les ressources qui ne requièrent pas
16 l'utilisation de l'interconnexion de New York, par
17 exemple avec HQP ou avec NALCOR. Il y a de
18 nombreuses réponses possibles, probablement avec
19 des coûts unitaires sensiblement moins élevés que
20 les cent huit dollar le kilowatt (108 \$ kW), prix
21 qui a été fixé, rappelons-nous sur la prémisse que
22 le soumissionnaire construirait une nouvelle
23 centrale de type « peaker » pour le desservir.

24 Mais évidemment, ce ne sont pas des
25 questions pour cette audience. La Régie a déjà

1 déterminé les coûts évités de court et long terme à
2 utiliser et la méthode pour fixer leur application.
3 Je pense sérieusement que la question est close.

4 Je conclus donc que même si on se base sur
5 le bilan corrigé du Distributeur, le besoin d'une
6 nouvelle ressource à long terme ne commence pas
7 avant deux mille vingt-sept-vingt-huit (2027-2028)
8 ou vingt-six-vingt-sept (2026-2027) au plus tôt.

9 Alors, l'application de ces coûts évités
10 donne lieu à une VAN négative, peu importe si on le
11 prend à partir de deux mille vingt- vingt et un
12 (2020-2021), quarante-huit millions de dollars
13 (48 M\$), impact tarifaire de vingt vingt- et-un,
14 vingt-deux (2021-2022) avec quatorze millions de
15 dollars (14 M\$) d'impact.

16 Le Distributeur a retenu que l'option
17 tarifaire est déficitaire dans chaque année avant
18 l'application des coûts long terme. Jusque là,
19 chaque année, elle produira un déficit qui doit
20 être couvert soit pour les autres consommateurs,
21 soit pour son actionnaire.

22 Après, cependant, l'option tarifaire est
23 une ressource très économique avec des coûts à
24 seulement soixante pour cent (60 %) des coûts
25 évités.

1 Que peut-on faire pour réduire les pertes à
2 court terme? Une façon, évidemment, serait de
3 réduire l'appui financier. Dans un premier temps,
4 on peut enlever l'indexation automatique. La Régie
5 peut toujours augmenter l'appui financier dans le
6 futur, elle n'est pas obligé de le faire et étant
7 donné que le libellé de l'option n'inclut pas une
8 telle indexation, on peut facilement l'exclure du
9 Tarif.

10 C'est ça que vous voyez ici, en planche 5,
11 s'il vous plaît. Ça, c'est le résultat sans
12 indexation. Et ça réduit les pertes actualisées par
13 quinze millions (15 M) pour les dix (10) années
14 commençant en deux mille vingt-vingt et un (2020-
15 2021) et résultat de ce gain si on regarde sur dix
16 (10) ans à compter de vingt et un, vingt-deux
17 (2021-2022).

18 Réduire l'appui financier davantage
19 créerait bien sûr un effet plus prononcé. Revenir à
20 cinquante dollars (50 \$) sauf pour deux mille
21 vingt-vingt et un (2020-2021), rajoute un autre un
22 autre trente millions (30 M\$) au VAN. Planche 6.

23 On pourrait vouloir conclure que cette
24 dernière version de l'analyse économique justifie
25 un appui financier de cinquante dollars (50 \$),

1 étant donné que les VAN sont positives ou presque
2 dans les deux cas.

3 Toutefois, un regard sur l'évolution du
4 gain cumulatif soulève un autre enjeu. Planche 7.

5 Avec des pertes de vingt-six millions
6 (26 M) la première année, avec un appui financier
7 de soixante-dix dollars (70 \$) et de dix (10) à
8 quinze millions (15 M) par année pendant cinq ans,
9 on arrive, en deux mille vingt-cinq-vingt-six
10 (2025-2026) avec une perte cumulative de quatre-
11 vingt-douze millions de dollars (92 M\$), même avec
12 les gains prévus, basé sur l'estimation des coûts
13 évités à partir de deux mille vingt-six-vingt-sept
14 (2026-2027) on ne récupère pas ces pertes avant
15 deux mille vingt-neuf-trente (2029-2030).

16 Donc, même si le VAN sur dix (10) ans est
17 presque nul, le portrait financier n'est pas très
18 attrayant. Je dois admettre en plus que je suis un
19 peu sceptique des analyses qui démontrent des gains
20 à long terme malgré des pertes importantes à court
21 terme. Toute prévision est incertaine et
22 généralement c'est une sorte de flux qui augmente
23 avec le temps. Si la prévision à long terme s'avère
24 être imparfaite, on peut se trouver avec des pertes
25 réellement compensées par des gains théoriques.

1 Soulignons que peu importe les hypothèses
2 utilisées, tous les coûts et bénéfices sont
3 proportionnels au nombre de mégawatts effacés.
4 Étant donné les gains et pertes pour les premières
5 années sont négatifs, la seule façon d'améliorer le
6 portrait économique est de ralentir la croissance
7 du niveau d'effacement.

8 Nous sommes donc dans un contexte très
9 différent de celui de la phase 1 où chaque mégawatt
10 effacé, même dans la première année, créait un gain
11 économique important relatifs aux coûts évités de
12 plus que cent soixante-quinze dollars (175 \$) le
13 kilowatt. Planche 8, s'il vous plaît.

14 Alors, selon la prévision du Distributeur,
15 il y aura seulement trois cent vingt-cinq mégawatts
16 (325 MW) d'effacement cet hiver, et ensuite ils
17 remontent à quatre cent soixante-cinq mégawatts
18 (465 MW) en juste deux ans.

19 Après, les gains restent plafonnés. C'est
20 dommage, parce que, après vingt vingt-huit (2028)
21 le besoin de ces mégawatts est prévu d'être grand.
22 Selon le bilan, on aurait effacé trop de mégawatts
23 entre deux mille vingt-vingt et un (2020-2021) et
24 deux mille vingt-quatre-vingt-cinq (2024-2025) et
25 pas assez après.

1 Si on voulait réduire le trou financier, il
2 faudrait réduire la participation au programme dans
3 les prochaines années. Idéalement, le but serait de
4 minimiser la participation jusqu'en deux mille
5 vingt-cinq (2025) et ensuite la faire augmenter
6 rapidement.

7 Planche 9 s'il vous plaît. Voici un
8 portrait. C'est l'hypothèse que la participation
9 descend à deux cents mégawatts (200 MW) cette année
10 pour revenir à quatre cent soixante-dix mégawatts
11 (470 MW) dans les deux années en commençant en deux
12 mille vingt-cinq. Une hypothèse hypothétique.

13 On constate que le VAN est nettement
14 positif, même si on modifie l'appui financier en
15 deux mille vingt vingt et un (2020-2021).

16 Planche 10 s'il vous plaît. Et voici
17 l'évolution du bilan financier de ce scénario. On
18 constate que cette stratégie diminuerait les pertes
19 cumulatives maximales à soixante millions (60 M)
20 comparées à quatre-vingt-douze (92) et récupérerait
21 les pertes une année plus tôt.

22 Je comprends bien que c'est une approche
23 contre-intuitive. Généralement, pour tout programme
24 d'efficacité énergétique ou GDP l'objectif est une
25 croissance continue. Je comprends aussi qu'une

1 telle approche apporterait des risques.

2 Que s'il y a une démobilisation pour les
3 prochaines années, les clients ne reviendront pas
4 nécessairement lorsque la participation est
5 réellement requise.

6 Toutefois, si ces risques se réalisent, il
7 existe des moyens d'y répondre en ajustant par
8 exemple les augmentations de l'appui financier.

9 Et il faut aussi se rappeler que les
10 prévisions sont incertaines et que généralement,
11 cette incertitude augmente avec la durée de la
12 prévision.

13 Est-on certain d'avoir besoin des
14 ressources à long terme en puissance dès deux mille
15 vingt-six vingt-sept (2026-2027) l'approche décrite
16 ici permettrait de réduire l'impact tarifaire
17 considérablement. J'en reviens après un regard sur
18 les coûts.

19 Revenons maintenant à l'hypothèse 2
20 mentionnée au début. Pour tenir compte la décision
21 de la Régie d'exclure les coûts d'implantation de
22 l'option tarifaire on devait soustraire de
23 soixante-dix dollars (70 \$) le montant qui reflète
24 ces coûts.

25 Dans sa preuve le Distributeur estime ces

1 coûts à dix dollars et cinquante le kilowatt
2 (10,50 \$/kW). Il enlève donc dix dollars (10 \$/kW)
3 des soixante-dix (70 \$/kW) pour proposer un appui
4 financier de soixante dollars le kilowatt
5 (60 \$/kW).

6 Mais je trouve cette logique étrange. La
7 Régie a indiqué que l'option ne devrait couvrir que
8 des coûts récurrents. Les calculs ne devraient-ils
9 pas commencer avec les coûts récurrents plutôt
10 qu'avec les coûts d'implantation?

11 Cette logique présume dès le départ que
12 soixante-dix (70 \$/kW) était le prix approprié et
13 fixe l'appui financier de l'option non avant
14 l'estimation des coûts d'implantation, mais
15 pourquoi procéder ainsi, surtout qu'étant donné
16 qu'en réalité aucun de ces chiffres ne s'appuie sur
17 une fondation solide.

18 L'appui financier de soixante-dix dollars
19 (70 \$/kW) hérité de l'ancien programme GDP Affaires
20 n'a jamais été justifié selon les coûts et de ce
21 chiffre on enlève dix dollars et cinquante
22 (10,50 \$/kW) qui est lui aussi une pure estimation.

23 Les références mentionnées par maître
24 Ouellette dans son contre-interrogatoire démontrent
25 que ces dix dollars et cinquante (10,50 \$/kW) ne

1 sont qu'une estimation qui à l'origine était
2 l'estimation du MAFM. Quinze pour cent (15 %) de
3 soixante-dix dollars (70 \$/kW).

4 Dans sa décision antérieure, la Régie s'est
5 dite insatisfaite avec ce manque de précisions et a
6 demandé des études plus poussées sur les coûts des
7 participants ce qui a donné lieu à l'audit
8 Technosim.

9 Toutefois, la preuve en chef du
10 Distributeur ne semble pas faire un lien explicite
11 entre l'audit et la valeur de dix dollars (10 \$)
12 proposée.

13 À l'audience, monsieur Parent a mentionné
14 le chiffre d'onze dollars et quatre-vingt-six
15 (11,86 \$/kW). À l'engagement 8, donc on croit qu'il
16 s'agit d'un moyen pondéré des coûts d'implantation
17 des trente-sept (37) clients sondés ou bien de
18 trente-six (36) en excluant un seul « outlier ».

19 Ce chiffre est tout à fait correct en
20 termes mathématiques, mais comme plusieurs des
21 moyens présentés dans l'audit, il n'est pas très
22 éclairant.

23 L'examen de la liste des clients démontre
24 que quinze (15) des trente-sept (37) clients
25 rapportent des coûts d'implantation nuls.

1 Prsumment, parce qu'ils avaient déjà l'équipement
2 requis.

3 Ne serait-il pas plus important de
4 connaître les coûts d'inflation de ceux qui avaient
5 de tels coûts? En regardant uniquement les clients
6 avec les coûts d'implantation la moyenne pondérée
7 monte à dix-sept dollars (17 \$/kW) et si on est un
8 autre « outlier », donc client au tarif LG avec
9 plus que trois mille mégawatts (3000 MW)
10 d'effacement et un coût d'implantation de seulement
11 point six dollars le kilowatt (0,6 \$/kW), la
12 moyenne monte à dix-neuf dollars (19 \$/kW).

13 Mais il s'agit ici des coûts non annualisés
14 pris ensemble avec le constat du projet pilote que
15 plus de quatre-vingts pour cent (80 %) des
16 participants ont pu payer le coût d'implantation
17 dans la première année de participation.

18 On devrait peut-être conclure que ces coûts
19 ne sont finalement pas si importants. Même moins
20 que les dix dollars (10 \$/kW) estimés par le
21 Distributeur si on se fie aux résultats du sondage.

22 Et encore une fois, ce sont les coûts
23 récurrents qui nous intéressent. Pas les coûts
24 d'implantation.

25 L'audit indique ces coûts récurrents assez

1 clairement et c'est curieux que le Distributeur
2 n'en réfère pas plus à l'appuis de sa proposition
3 Regardons-les.

4 Planche 11 s'il vous plaît. En haut vous
5 avez la figure 2 du document D-80, l'audit qui
6 montre l'ensemble des coûts récurrents. Un coût
7 unitaire, coût par kilowatt dans l'axe Y et
8 effacement dans l'axe X. On constate que, à
9 l'exception de deux clients des trente-sept (37)
10 sondés, les coûts récurrents sont tous de moins de
11 seize dollars le kilowatt (16 \$/kW). Les coûts
12 récurrents moyens par secteur sont indiqués au
13 tableau au milieu. Quatre dollars le kilowatt
14 (4 \$/kW) pour l'industriel; six et vingt et un
15 (6,21 \$/kW) pour l'institutionnel; et onze
16 (11 \$/kW) pour le commercial, mais seulement sept
17 (7) si on exclut les deux « outliers ».

18 Un autre constat. Au dernier tableau. Les
19 trente-sept (37) clients. Il y a juste deux avec
20 des coûts de plus que trente dollars (30 \$). C'est
21 les deux « outliers ». Sept clients entre dix et
22 seize dollars (10-16 \$); vingt-huit (28) entre zéro
23 et dix dollars (0-10 \$); et six clients, quatre
24 industriels et deux commercial avec des coûts
25 récurrents nuls.

1 La moyenne de l'ensemble de ces clients est
2 de huit dollars le kilowatt (8 \$/kW). Et si on
3 exclut les deux « outliers », cette moyenne tombe à
4 six point un dollars le kilowatt (6,1 \$/kW). Ce
5 sont donc des coûts récurrents que l'option
6 tarifaire devrait compenser selon la décision
7 D-2019-164.

8 Dans mon rapport, j'ai également analysé
9 les coûts récurrents par moyen d'effacement.
10 Planche 12 s'il vous plaît. Ces analyses tiennent
11 compte uniquement, comme j'ai expliqué dans le
12 rapport, ces analyses tiennent compte uniquement
13 des clients qui utilisent un seul moyen
14 d'effacement parce que, pour ceux qui utilisent
15 plus qu'un, il n'a pas été possible de ventiler
16 leurs coûts parmi les différents moyens utilisés.

17 Alors, vous les voyez pour trois moyens.
18 Pour le quatrième, gestion de la chaîne de
19 production, les coûts sont nuls. Il est intéressant
20 de noter que, pour aucun de ces trois moyens,
21 trouve-t-on une relation claire entre le coût et la
22 quantité d'effacement du client. Évidemment, il
23 faut non seulement compenser les coûts récurrents,
24 mais aussi leur offrir suffisamment d'appui
25 financier pour compenser l'inconvénient, des

1 Distributeur n'est pas en mesure de
2 quantifier quelle serait cette baisse.
3 La seule façon d'y parvenir serait de
4 réduire l'appui financier et de
5 constater la réaction du marché.
6 Évidemment, une telle approche est
7 inapplicable.

8 Si le Distributeur avait un besoin urgent de
9 l'ensemble des mégawatts fournis par GDP Affaires
10 actuellement, une telle approche serait
11 effectivement non applicable. Mais dans le contexte
12 actuel où on se trouve où chaque mégawatt
13 d'effacement est à perte pour les prochaines
14 années, ce n'est pas nécessairement le cas.

15 En fait, la stratégie décrite aux planches
16 antérieures suggère une manière de tenir l'encan
17 qui, de plus, permettrait un meilleur appariement
18 entre le profil d'effacement et les véritables
19 besoins. Je m'explique. À la planche 9, on a vu les
20 effacements tomber à deux cents mégawatts (200 MW)
21 en deux mille vingt et un, vingt-deux (2021-2022)
22 avec un appui financier de cinquante dollars
23 (50 \$). Mais c'est en fait invraisemblable. Pour
24 réduire les effacements à deux cent (200), il
25 faudra probablement réduire l'avantage financier

1 davantage.

2 Comme nous l'avons vu, les coûts évités
3 jusqu'en deux mille vingt-six, vingt-sept (2026-
4 2027) ne sont que de dix-sept dollars (17 \$). Donc,
5 même avec un appui financier bien en deçà de
6 cinquante dollars (50 \$), l'option sera
7 déficitaire.

8 Supposons que la Régie fixe l'appui
9 financier de l'option tarifaire pour l'hiver
10 prochain à trente dollars le kilowatt (30 \$/kW). On
11 saura en automne le nombre réel d'inscriptions qui
12 vont en résulter. Et au printemps prochain,
13 l'effacement réel. Présumons qu'il chute à cent
14 cinquante mégawatts (150 MW).

15 Présumons également que l'appui financier
16 augmente graduellement, à trente-cinq (35),
17 quarante (40), cinquante (50) et soixante dollars
18 (60 \$), en deux mille vingt-cinq (2025)... deux
19 mille vingt-cinq, vingt-six (2025-2026).

20 Il ne serait pas surprenant que ces
21 inscriptions augmentent chaque année, en
22 conséquence, comme l'indique la planche 13. Planche
23 13, s'il vous plaît. Ici, vous voyez que l'impact
24 de l'option augmente graduellement, suivant l'appui
25 financier qui augmente aussi. Rappelons-nous, nous

1 sommes toujours à l'intérieur de la puissance qui a
2 déjà été inscrite en deux mille vingt, vingt et un
3 (2020-2021), indiquant que cette clientèle peut
4 effectivement participer sans engager de nouveaux
5 coûts d'implantation.

6 Mais, si on veut aller encore plus loin, et
7 après vingt-six, vingt-sept (2026-2027), tout
8 mégawatt additionnel évitera un mégawatt de long
9 terme, à un coût de plus que cent dix dollars
10 (110 \$). Il faudra rajouter à ces clientèles
11 d'autres entreprises qui ont besoin de s'équiper
12 pour participer. J'ajoute donc une ligne pour les
13 coûts d'un programme qui appuierait les coûts
14 d'implantation.

15 Je ne connais pas les coûts d'un tel
16 programme, mais aux fins de cette analyse, je
17 prends l'hypothèse que le Distributeur dépensera
18 vingt millions (20 M) par année sur ce programme, à
19 partir de deux mille vingt-cinq, vingt-six (2025-
20 2026), amorti chaque année sur cinq ans.

21 Alors, des résultats sont présentés à la
22 planche 13, que vous voyez. On constate que le VAN
23 est très positif à partir de deux mille vingt et
24 un, vingt-deux (2021-2022) et seulement...
25 légèrement déficitaire à partir de vingt, vingt et

1 un (2020-2021). Et à la prochaine planche, vous
2 allez voir l'effet cumulatif, qui a toujours la
3 même allure, mais quand même, c'est plus
4 intéressant.

5 Il y a deux avantages, par rapport à la
6 proposition initiale, il réduit les pertes pendant
7 les premières années et il augmente les effacements
8 dans les années ultérieures, lorsqu'ils sont
9 vraiment requis. On constate que le... la perte
10 cumulative maximale est un... dans les soixante
11 millions (60 M) - un peu plus que soixante millions
12 (60 M) - qui est largement dû à la première année.
13 Parce que dans ces simulations, je n'ai pas changé
14 les soixante-dix dollars (70 \$) pour l'année deux
15 mille vingt, vingt et un (2020-2021). Si
16 j'enlèverais ça, évidemment, ça réduirait beaucoup
17 les... les pertes cumulatives.

18 Alors, nous avons déjà regardé deux des
19 trois prémisses mentionnées au début. La troisième
20 était la question de l'appui dégressif, qu'un appui
21 à la hauteur de soixante-dix dollars (70 \$) n'est
22 probablement pas nécessaire pour inciter la
23 participation des plus gros clients de GDP
24 Affaires. Et donc, une approche dégressive serait
25 probablement mieux.

1 Comme nous l'avons déjà vu, les données sur
2 les coûts récurrents ne supportent pas la notion
3 que les plus gros clients de GDP Affaires ont des
4 coûts récurrents moins élevés. Ainsi, sur la base,
5 purement des coûts, un appui dégressif ne serait
6 pas justifié. Il est toutefois tout à fait possible
7 que les grands clients ont des prix de réserve
8 moins élevés, étant donné que les volumes sont
9 beaucoup plus grands et qu'ils ont déjà des
10 personnes en place pour gérer les ressources
11 énergétiques.

12 Dans ce sens, il pourrait être très
13 pertinent d'offrir des multiples plus grands aux
14 plus petits joueurs. N'oublions pas que plus que la
15 marge de manoeuvre en puissance diminue, plus qu'il
16 deviendra important de susciter la participation,
17 au GDP Affaires, de l'ensemble de la clientèle à y
18 participer.

19 Dans les années à venir, la Régie aura
20 plusieurs possibilités devant elle. Elle pourra
21 augmenter l'appui financier graduellement pour
22 tous, comme illustré au tableau antérieur. Elle
23 pourrait l'augmenter uniquement pour les
24 fournisseurs de petites tailles, effectivement, en
25 augmentant la dégressivité, si on constate

1 qu'effectivement, ce sont les plus grands qui
2 restent après la réduction de prix. Ou bien, elle
3 pourrait aussi augmenter spécifiquement selon le
4 moyen, par exemple pour donner une prime pour les
5 moyens qui sont sobres en carbone, si elle décide
6 de le faire.

7 Si la demande augmente plus ou plus vite
8 que prévu, ce niveau pourrait être augmenté
9 davantage ou plus vite. Sachant qu'il existe déjà
10 des clients capables d'effacer plus que quatre
11 cents mégawatts (400 MW), le risque de manquer des
12 cibles, je crois, est limité. Une fois que ce
13 bassin de participants éventuels est vidé, un
14 nouveau programme d'efficacité énergétique sera
15 probablement requis, afin de le remplir.

16 Avec cela, il n'y a pas de raison de
17 limiter arbitrairement les ambitions de l'option
18 tarifaire à quatre cent soixante-dix mégawatts
19 (470 MW). Idéalement, avant qu'il soit temps de
20 lancer un nouvel appel d'offres en puissance on
21 doit compter sur une contribution de GDP Affaires
22 sensiblement plus important que les quatre cent
23 soixante-dix mégawatts (470 MW) qui se trouvent
24 actuellement dans la planification du Distributeur.

25 Alors, cela conclut ma présentation. Dans

1 mon rapport, j'ai fait un certain nombre de
2 recommandations, je les maintiens avec certaines
3 nuances que je viens d'expliquer. Par contre, il y
4 a une recommandation que je dois modifier.

5 J'avais recommandé que la Régie reconnaisse
6 qu'il sera essentiel de mettre en place un
7 programme d'efficacité énergétique, qu'on appuie
8 des coûts d'investissement des équipements requis
9 pour participer à l'option, tel que suggéré par la
10 décision 2019-0064 et qu'elle demande au
11 Distributeur de présenter une proposition pour un
12 tel programme dans un court délai.

13 À la lumière de mon examen du bilan et de
14 l'analyse économique, j'arrive à la conclusion
15 qu'il serait, en fait, mieux d'attendre quelques
16 années, comme le propose le Distributeur, avant de
17 mettre un tel programme en place.

18 J'ajoute donc deux recommandations finales
19 qui sont à la planche 15. Planche 15, s'il vous
20 plaît.

21 De réduire l'appui financier de manière
22 importante et de l'augmenter graduellement, afin de
23 réduire les pertes associées à l'Option tarifaire
24 dans les prochaines années et de faire un meilleur
25 appariement avec les besoins réels.

1 Et de regarder, dans une ou des phases
2 ultérieures de ce dossier, la nature et l'ampleur
3 de ces augmentations, qui peuvent être
4 différenciées selon la taille ou les moyens
5 utilisés par un consommateur, que la Régie décidera
6 éventuellement.

7 Alors, ça complète ma présentation. Merci
8 beaucoup pour votre attention.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Avez-vous d'autres...

11 Me JOCELYN OUELLETTE :

12 J'aurais peut-être...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Oui, c'est ça, je vais vous demander. Avez-vous des
15 questions pour votre témoin?

16 Me JOCELYN OUELLETTE :

17 Bien, une petite précision. Si on peut remettre la
18 planche 6 et 7 de la présentation. Simplement une
19 clarification, là.

20 Q. [5] Je comprends, Monsieur Raphals, là, qu'on, que
21 vous avez réalisé une petite coquille là, ou une
22 erreur, là, concernant le montant d'appui financier
23 pour deux mille vingt-deux mille vingt et un (2020-
24 2021) dans votre présentation. Puis j'ai vu qu'en
25 cours de route, là, vous aviez ajusté, là, les

1 pertes cumulatives. C'est simplement quand on est
2 arrivés à la planche 7, vous avez mentionné une
3 perte cumulative de quatre-vingt-douze millions de
4 dollars (92 M\$). Si je fais l'exercice, moi,
5 j'arrivais à quatre-vingt-seize (96), mais je veux
6 juste clarifier avec vous, là, vous avez dit... une
7 version modifiée va être déposée, mais ce n'est pas
8 seulement le tableau à la planche 2 qui sera
9 modifié, là, vous allez adapter toute la
10 présentation, là, pour faire les corrections
11 nécessaires pour l'incidence, là, des...

12 R. Bien, je vais, bien sûr, le réviser, mais je ne
13 pense pas que ça affecterait les planches 6 et 7.

14 Q. Non?

15 R. Parce que le 7 découle de la planche 6 qui indique
16 effectivement soixante-dix dollars (70 \$). Alors,
17 je pense que l'erreur était seulement dans la
18 planche 2, mais je vais soigneusement réviser ça
19 avant de le redéposer.

20 Q. **[6]** Parfait. Je n'ai pas d'autres questions.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Merci, Maître Ouellette. On va... est-ce qu'il y a
23 des intervenants qui souhaitent contre-interroger
24 le témoin de RNCREQ? Bonjour, Maître Neuman.

25

1 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

2 Oui, bonjour, Madame la présidente. Bonjour à la
3 Formation. Bonjour, Monsieur Raphals, bonjour,
4 Maître Ouellette. Dominique Neuman pour Stratégies
5 Énergétiques.

6 Q. [7] C'est simplement une question qui nous
7 préoccupe quant à un risque que vous avez vous-même
8 évoqué, à faire la proposition que vous faites, qui
9 est de décroître, de façon substantielle l'aide
10 offerte pour la prochaine année par rapport au
11 soixante-dix dollars (70 \$) qu'il était auparavant,
12 de les garder bas pendant plusieurs années et de le
13 monter graduellement, jusqu'à une date ultérieure
14 qui correspondrait à peu près à la date où un
15 besoin d'approvisionnement en puissance de long
16 terme serait autrement requis.

17 Vous avez vous-même évoqué le risque qu'on
18 puisse perdre des clients ou qu'on ait de la
19 difficulté à attirer de nouveaux clients avec cette
20 manière de procéder.

21 Vous avez dit que si on s'aperçoit que tel
22 est le cas, il y aurait d'autres moyens qui
23 pourraient être pris dont une hausse de l'aide
24 financière qui serait plus tard offerte, afin
25 d'aller chercher ces clients qui autrement seraient

1 plus réticents à adhérer.

2 D'abord, j'aimerais que vous élaboriez un
3 peu sur ce qui pourrait être fait à cet égard et
4 est-ce qu'on ne risque pas alors de changer encore
5 une fois le calcul de la rentabilité et de
6 l'option?

7 C'est-à-dire que les gains qu'on aurait
8 peut-être faits en coupant l'aide des premières
9 années ne risquent-on pas de les perdre si on est
10 obligés d'augmenter l'aide plus tard par rapport à
11 ce qu'on avait initialement prévu et donc il n'y
12 aura pas un équilibre et n'aurait-il pas été plus
13 simple de ne pas baisser l'aide et de la garder à
14 un niveau plus constant comme ce qu'Hydro-Québec et
15 que nous et que différents autres intervenants
16 proposent?

17 M. PHILIP RAPHALS :

18 R. Bonjour, Maître Neuman. Merci pour la question qui
19 est une question intéressante.

20 Effectivement, bien sûr, si on baisse
21 l'aide financière, on peut présumer qu'il y aura
22 des clients qui débarquent.

23 Alors, mais rappelons-nous que parmi ces
24 clients actuels, il y a ceux qui avaient déjà en
25 place des équipements qu'ils utilisent que ce soit

1 une génératrice d'urgence, un système sophistiqué
2 des contrôles de ses VCA etc.

3 Il y a aussi ceux qui ont investi pour le
4 faire, mais qui apparemment ont déjà eu leurs
5 investissements récupérés dans le passé pour la
6 plupart, mais pour tous ces gens-là, effectivement,
7 si on décide qu'à trente dollars (30 \$) ça ne vaut
8 vraiment pas la peine de m'intéresser et de suivre
9 les appels etc., alors je débarque, et par
10 ailleurs, je suggère que la stratégie soit bien
11 identifiée, alors que ces clients savent que le
12 prix va revenir dans les prochaines années.

13 Alors, moi, je ne connais sa clientèle.
14 Hydro-Québec la connaît évidemment beaucoup plus.
15 Alors, je suis bien sûr intéressé de leur
16 perception de cela qui est comme géré, mais étant
17 donné que les équipements sont en place, si on
18 offre suffisamment de récompenses, je ne vois pas
19 pourquoi les clients ne vont pas revenir. Surtout
20 dans un contexte où cette deuxième fois, ce sera
21 pour de bon, parce qu'à partir de cette période-là,
22 les coûts évités seraient effectivement beaucoup
23 plus élevés.

24 Et par rapport à votre question est-ce que
25 les coûts additionnels futurs vont récompenser le

1 gain dans le présent?

2 Je ne pense pas, parce que comme je vous
3 dis, il y a une marge très importante à partir d'un
4 627 selon les prévisions d'une marge très
5 importante entre le coût évité réel et l'appui
6 financier.

7 Donc, même s'il augmentait dans quelques
8 années à quatre-vingts (80 \$/kW) quatre-vingt-dix
9 dollars (90 \$/kW), ça serait encore rentable. Par
10 contre, vous allez perdre dans les prochaines
11 années sont déjà...

12 Alors, je pense que ça serait plus prudent
13 d'essayer de les éviter maintenant et de bâtir une
14 ressource pour quand qu'il sera renouvelé.

15 Q. **[8]** Je vous remercie, Monsieur Raphals. Est-ce que
16 l'Option a besoin d'être rentable chacune des
17 années?

18 Pourquoi ne peut-on pas la prendre comme
19 c'est proposé, globalement, sur plusieurs années,
20 afin de s'assurer que globalement, lorsqu'on prend
21 une dizaine d'années ou une autre période,
22 d'évaluer cette rentabilité selon une période de la
23 sorte?

24 R. Tout d'abord, il y a le problème des prévisions.
25 Nous qui travaillons devant la Régie depuis des

1 années, on sait que les prévisions changent
2 énormément d'une année à l'autre.

3 Alors, est-ce que les besoins et la
4 rentabilité future qu'on voit aujourd'hui saura
5 vraiment se présenter? On ne sait pas. Est-ce
6 qu'elle se présente cinq ans plus tard? Ça
7 affecterait énormément.

8 Et on a vu le projet, mais on ce n'est pas
9 du tout la même chose, mais j'ai beaucoup travaillé
10 autour du projet Muskrat Falls à Terre-Neuve au
11 Labrador où, effectivement, il y a une rentabilité
12 fantastique qui est prévue, sauf que c'est prévu
13 dans le futur et c'est très difficile d'y arriver.

14 Alors, en général, on a une autre façon de
15 le voir. Si on imagine ce programme comme une
16 compagnie, un start-up qui essaie de se faire
17 financier, avec des pertes de quatre-vingt-douze
18 millions de dollars (92 M\$) dans le premier cinq
19 ans, mais des prévisions extraordinaires pour plus
20 tard, ce ne serait pas évident de financer un tel
21 projet.

22 Ce n'est pas impossible et donc dans
23 d'autres circonstances, ça aurait peut-être été la
24 meilleure chose, mais si on regarde froidement les
25 options et les coûts, je ne pense pas que c'est le

1 meilleur chemin.

2 Q. [9] Je vous remercie beaucoup, Monsieur Raphals, ça
3 répond à ma question. Merci.

4 R. Merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Q. [10] Je vous remercie. Avant de passer à HQD, est-
7 ce qu'il y a d'autres intervenants qui
8 souhaiteraient contre-interroger le témoin RNCREQ?
9 Je n'en vois pas. Alors, Maître Turmel, ça va être
10 à vous.

11 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL :

12 Q. [11] Oui, bonjour, Madame la Présidente. Bonjour,
13 Monsieur Raphals. Je vais faire du chemin un petit
14 peu sur ce que maître Neuman vous a demandé, suite
15 aux questions de maître Neuman.

16 Si on y va avec votre approche, puisque
17 dans le fond, il devait y avoir un prix... on
18 pourrait dire un prix en montagnes russes, comme
19 vous le suggérez, êtes-vous d'accord avec moi qu'il
20 n'y a aucune assurance, justement, que les clients
21 reviendraient plus tard, dans quelques années?

22 Je comprends, vous dites... vous pensez
23 qu'ils vont revenir, mais êtes-vous d'accord avec
24 moi qu'il y a un risque réel qu'ils ne reviennent
25 pas, qu'on n'a aucune assurance qu'ils vont

1 revenir, ces clients-là?

2 R. C'est certain, il n'y a pas d'assurance. Il n'y a
3 pas d'assurance, mais étant donné qu'on parle
4 surtout des acteurs économiques, ils font des
5 décisions sur une base économique. Si on se replace
6 d'ici quatre ans et... et vous leur offrez soixante
7 (60), ou soixante-dix (70), ou quatre-vingts
8 dollars le kilowatt (80 \$/kW) pour utiliser les
9 équipements qu'ils ont déjà en place, selon une
10 structure qui est bien connue... à priori, il me
11 semble probable que le... plus tard, vont
12 s'intéresser.

13 Et par ailleurs, je ne suis pas vraiment à
14 l'aise avec votre catégorisation de « montagnes
15 russes ». C'est vraiment... des montagnes russes,
16 montent... montent et baissent, et montent et
17 baissent. Ici, on parle de baisser une fois au
18 début, finalement, de ce nouveau programme, avec
19 une... qui monte continuellement.

20 Comme, par exemple, le prix du carbone. Ça
21 commence petit, mais ça monte. Et le fait qu'on
22 sait qu'il va monter affecte le comportement des
23 participants.

24 Q. [12] Mais, est-ce que, dans le fond, votre approche
25 ne rendrait pas... Vous avez mentionné,

1 effectivement, qu'il n'y a aucune assurance, mais
2 est-ce que ça ne rendrait pas d'autant plus
3 difficile d'aller chercher... vous nous parlez d'un
4 sept cents mégawatts (700 MW) à terme, dans
5 quelques années, avec votre proposition.

6 Mais, avec cette baisse-là dans les
7 premières années où, dans le fond, le bassin de
8 participants viendrait s'éroder, ça rendrait...
9 Est-ce que vous êtes d'accord avec moi que ça
10 risquerait de rendre d'autant plus difficile,
11 potentiellement, l'atteinte des quantités de sept
12 cents mégawatts (700 MW) que vous inscrivez pour
13 les dernières années?

14 R. Bon, c'est déjà... Dans vos prévisions, on n'arrive
15 jamais à plus que quatre cent soixante-dix (470).
16 Alors... Dans la vaste majorité, ce sont... ont
17 déjà en place tous les équipements nécessaires pour
18 participer. Alors, je me répète, mais il me semble
19 que si les conditions financières sont suffisamment
20 intéressantes, il n'y a aucune raison qu'il
21 n'embarquera pas.

22 Et surtout si vous créez un programme que
23 je suggère de le faire, pas aujourd'hui, mais pour
24 arriver dans ces années-là, bien, peut-être...
25 peut-être, effectivement, plus tôt, si vous

1 constatez que le « update », il est moins
2 intéressant que prévu. Donc, tous ces moyens-là
3 existent.

4 Bien sûr, cette approche, elle impliquerait
5 une gestion en continuité. Ce n'est pas une
6 décision qu'on prend aujourd'hui, et on l'oublie,
7 et c'est fait. Ce serait de revenir, chaque année,
8 voir qu'est-ce qui se passe et qu'est-ce qu'on...
9 quels choix on devrait prendre.

10 Mais, comme je dis, je pense qu'il offre
11 une... deux avantages importants : de réduire les
12 pertes dans les prochaines années et d'offrir la
13 possibilité d'avoir des... un impact beaucoup plus
14 important dans l'avenir lointain.

15 Q. **[13]** Quand vous dites « revenir à chaque année »,
16 est-ce que vous... est-ce que ce que vous dites,
17 c'est revenir à la Régie, finalement, chaque année,
18 en fonction de l'évolution, pour faire ajuster le
19 tarif?

20 R. Bon... Bonne question. Je pense qu'il serait
21 inévitable de revenir une fois, parce que ce n'est
22 pas dans cette audience que tous ces détails vont
23 être réglés. Mais, disons... disons, dans une phase
24 3, on peut imaginer que toutes... qu'il y a toute
25 une stratégie qui est clairement identifiée et qui,

1 alors, après ça, peut être mise en vigueur par voie
2 administrative. Je ne présume pas, c'est la
3 procédure qui suivra.

4 Mais, dans tous les cas, il me semble
5 essentiel de pouvoir faire des ajustements. Des
6 ajustements dans le rythme de l'augmentation du
7 prix, dans l'ampleur et les caractéristiques du
8 programme. Et alors, si ces décisions sont prises
9 par Hydro-Québec ou par la Régie, par Hydro-Québec
10 sous l'approbation de la Régie, ça, c'est... c'est
11 à vous de décider.

12 Q. **[14]** O.K.

13 R. Vous ensemble, de décider.

14 Q. **[15]** Oui, oui. Ce n'est pas moi qui décide pour
15 Hydro-Québec. À la page 5 de votre présentation,
16 vous avez, dans un des scénarios, vous avez parlé
17 d'enlever, d'enlever l'indexation finalement à
18 l'appui financier, là, dans le cadre du tarif que
19 vous avez proposé. Êtes-vous d'accord avec moi que,
20 une fois que la Régie va avoir approuvé l'option
21 tarifaire, cette option devra être intégrée dans
22 l'annexe 1?

23 R. C'est ma compréhension. Oui.

24 Q. **[16]** Êtes-vous donc d'accord avec moi que, de par
25 le simple effet de la loi, l'article, je crois,

1 c'est 220.1.1, il va y avoir une indexation du
2 simple effet de la loi des composantes prix de
3 l'option tarifaire?

4 R. Je ne peux pas répondre à cette question-là.

5 Q. **[17]** O.K. Parfait. Je vous remercie. Ça a fait le
6 tour de mes questions.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Merci, Maître Turmel. Maître Gariépy, avez-vous des
9 questions?

10 Me ANNIE GARIÉPY :

11 Je n'aurai pas de question. Merci.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci.

14 INTERROGÉ PAR LA FORMATION

15 Mme ESTHER FALARDEAU :

16 Q. **[18]** Bonjour, Monsieur Raphals. Écoutez, j'aimerais
17 que vous m'aidiez à clarifier un élément ici
18 concernant ce qu'on appelle les « tests de
19 rentabilité » ou la « rentabilité ». Là, je
20 comprends que, la rentabilité, ça peut se
21 comprendre de différentes perspectives. Ça peut se
22 comprendre de la perspective de la clientèle en
23 général, c'est-à-dire quelque chose qui va générer
24 pour l'ensemble de la clientèle, plus de bienfaits
25 que de coûts. Ou notamment, la perspective plus

1 stricte du Distributeur, c'est-à-dire que, pour le
2 Distributeur, bien ça va générer soit plus de
3 revenus que de coûts, donc ça va être considéré
4 rentable pour le Distributeur.

5 Puis ça, vous savez, on dit beaucoup dans
6 ce dossier-ci, c'est rentable, c'est pas rentable,
7 mais j'aimerais ça qu'on voit si est-ce qu'il y a
8 lieu de faire une distinction entre ces deux
9 perspectives-là. Puis nous, dans le cadre de ce
10 dossier-ci, est-ce qu'on parle bien non pas de la
11 rentabilité pour l'ensemble de la clientèle, mais
12 pour la... du point de vue strict du Distributeur?
13 Juste une question qu'on comprenne bien de quoi on
14 parle.

15 Premièrement, êtes-vous d'accord avec moi,
16 avec l'espèce de petite mise en contexte que j'ai
17 faite de la rentabilité pour l'ensemble de la
18 clientèle versus la rentabilité stricte pour le
19 Distributeur? Est-ce que c'est une distinction que
20 vous comprenez ou dont vous avez connaissance vous
21 aussi?

22 R. Oui. Bon. Je dirais d'abord, j'avais remarqué que,
23 dans la décision antérieure, les analyses étaient
24 présentées en forme de TNT. Alors, je me suis
25 demandé, est-ce qu'il serait mieux de revenir sur

1 cette approche plus classique. Et j'ai décidé de
2 rester dans le cadre présenté par le Distributeur.

3 Mais, en fait, en présumant qu'on est dans
4 une zone réglementée selon les coûts, qu'augmenter
5 les coûts du Distributeur se reflète éventuellement
6 dans les tarifs des non-participants. Et donc il
7 n'y a pas une différence majeure entre ces deux
8 concepts.

9 Maintenant, je sais, je l'ai mentionné, en
10 passant, dans ma présentation et je ne veux pas
11 vraiment approfondir là-dessus, mais le contexte
12 précis où on est, est-ce que, par exemple, un
13 déficit de vingt-deux ou trente millions (22-30 M\$)
14 cette année et l'année prochaine, quel serait
15 l'impact réel sur les consommateurs ou est-ce que
16 c'est vraiment l'actionnaire qui va le prendre? Je
17 ne veux pas rentrer, je ne suis pas vraiment
18 compétent non plus de rentrer dans l'interprétation
19 de la nouvelle loi et de quelle façon la prochaine
20 cause tarifaire va se faire, s'il va y avoir un
21 aspect rétroactif ou pas. Je ne veux pas entrer
22 dans ce terrain-là.

23 Alors, je regarde strictement... En fait,
24 c'est une perspective du Distributeur qui, lui, via
25 le site, doit chercher soit auprès de la clientèle

1 ou auprès de l'actionnaire.

2 Q. **[19]** O.K.

3 R. Est-ce que ça répond à votre question?

4 Q. **[20]** Non, ça répond à ma question, mais c'est parce
5 que... je trouve ça important qu'on établisse la
6 distinction entre les deux. Puis ensuite, bien, on
7 comprend qu'on parle de la rentabilité du point de
8 vue du Distributeur parce qu'on a choisi le TNT.
9 Mais, si on revenait, là, à la rentabilité du point
10 de vue du Distributeur, parce qu'on a choisi le
11 TNT. Mais si on revenait, là, à la rentabilité du
12 point de vue de l'ensemble de la clientèle, donc
13 dans ce cas-ci, à ma compréhension à moi, là, si on
14 achète de la puissance de certains clients et puis
15 cette puissance-là, elle bénéficie à l'ensemble de
16 la clientèle, donc l'ensemble de la clientèle
17 débourse, donc il y a un coût qui est payé par
18 l'ensemble de la clientèle et ce montant-là est
19 transféré à certains clients. Donc, au niveau de
20 l'ensemble de la clientèle, bien, il y a un coût
21 puis il y a un revenu qui s'annule si on parle...
22 C'est là où je veux en venir. Donc, la rentabilité
23 pour l'ensemble de la clientèle, ici, on met
24 beaucoup d'emphase sur l'appui financier comme
25 étant un élément déterminant de la rentabilité.

1 Mais je vous le dis, on parle donc ici de la
2 rentabilité du strict point de vue du Distributeur.
3 Mais si on parlait du point de vue plus large de la
4 clientèle, est-ce que ce programme-là à vos yeux...

5 D'abord, est-ce que l'appui financier a
6 l'importance, a une grande importance dans le
7 calcul de la rentabilité pour l'ensemble de la
8 clientèle? Puis à vos yeux, pour l'ensemble de la
9 clientèle, si on applique les tests communément
10 appliqués et communément reconnus, que vous
11 connaissez très bien, je le sais, est-ce que ce
12 programme-là ou, en tout cas, cette option-là
13 serait rentable selon vous?

14 R. Effectivement, on ne tient pas compte des coûts des
15 participants. Donc ce n'est pas un TCTR. Quoique,
16 étant donné, on parle d'équipement, au moins pour
17 le premier quatre cent-sept mégawatts (407 MW), on
18 parle d'équipement qui est déjà en place. En fait,
19 les coûts récurrents sont les coûts des
20 participants, mais ne sont pas inclus dans cette
21 analyse-là. Mais plus largement, je suis habitué à
22 poser des questions par exemple, sur le programme
23 d'efficacité énergétique, l'impact sur le non-
24 participant.

25 Alors, effectivement, si on regarde

1 l'ensemble de la clientèle, étant donné les
2 participants qui font partie de cette clientèle-là,
3 le fait que quelque chose est très rentable par les
4 participants, mais un peu pour les non-
5 participants, est généralement vu comme
6 problématique parce que les non-participants
7 devraient pas subventionner un bénéfice pour
8 quelqu'un qui décide ou qui a l'opportunité de
9 participer. Je pense que la perspective du non-
10 participant est importante.

11 Enfin, je ne vois pas de grandes
12 différences du coût du non-participant, en
13 présumant encore que les coûts sont livrés auprès
14 de la clientèle, et les coûts qui résultent de
15 cette analyse.

16 Q. **[21]** Donc ce que vous dites, ce n'est pas juste si
17 on veut que les non-participants paient aux
18 participants, c'est ce que je comprends de... c'est
19 comme une question d'équité, là?

20 R. Oui. Oui.

21 Q. **[22]** O.K. Mais on... Je trouve que c'est très
22 intéressant ce que vous dites, là, c'est une
23 question d'équité. Mais si on s'intéressait à la
24 rentabilité plus globale. Parce que vous savez ce
25 que j'ai de la difficulté à saisir, c'est qu'on

1 utilise le terme rentabilité ici. À mon avis, le
2 test de neutralité tarifaire, selon ma
3 connaissance, mais je vous pose la question, là, le
4 test de neutralité tarifaire, ce n'est pas le
5 premier test par excellence de rentabilité. Mais
6 ici, on utilise, on dit, c'est rentable, ce n'est
7 pas rentable, c'est rentable, ce n'est pas
8 rentable.

9 Je me demande s'il n'y a pas une
10 distinction à faire entre la rentabilité plus
11 large, un concept plus large de rentabilité pour
12 l'ensemble de la clientèle où, là, on ne mesure pas
13 l'équité, juste la rentabilité. Je comprends que
14 l'équité, c'est important. Et puis on en tient
15 compte dans notre test de neutralité tarifaire. Ça
16 mesure notamment ce concept-là. Mais si on
17 s'intéresse à la rentabilité. Vous comprendrez
18 pourquoi ça m'interpelle, parce qu'on parle
19 constamment de rentabilité ici alors que je me dis,
20 bien, je ne suis pas certaine que l'appui financier
21 devrait, si on s'intéressait à la rentabilité du
22 point de vue de la clientèle que l'appui financier
23 devrait être. Je comprends qu'il l'est en ce
24 moment, là. Mais qu'il devrait être inclus dans un
25 test qui s'intéresse strictement à la rentabilité.

1 Je ne sais pas si vous pouvez commenter ce... Est-
2 ce qu'il y a une erreur, cette compréhension?

3 R. En fait, je ne sais pas comment vous répondre.
4 C'est sûr... Si on regarde tout ça d'une
5 perspective d'un coût total de ressources, il faut
6 tenir compte des coûts qui sont dépensés par les
7 consommateurs, et tout. Mais... On peut dire que
8 pour Hydro-Québec, ses clientèles comme un tout,
9 c'est quoi la différence entre payer dix-huit
10 dollars (18 \$) à l'extérieur ou payer soixante-dix
11 dollars (70 \$) à l'intérieur.

12 Alors, peut-être... Étant donné... si on
13 regarde juste le dollar, à l'intérieur, peu importe
14 s'ils sont dans les poches d'Hydro-Québec ou des
15 participants, des non-participants, effectivement,
16 c'est peut-être mieux de garder ces dollars au
17 Québec, plutôt que dépenser dix-huit dollars (18 \$)
18 aux États-Unis.

19 Mais, je ne pense pas que c'est l'optique
20 le plus pertinent. Ici, je continue à penser que la
21 perspective... soit d'un non-participant ou soit du
22 Distributeur sont précisés si le déficit va être
23 pris dans les poches du consommateur ou de son
24 actionnaire, je pense que c'est le cadre approprié
25 pour cette discussion.

1 Q. **[23]** Donc, c'est la question d'équité, ici, qui
2 devrait nous guider davantage?

3 R. Je pense que oui. Oui, effectivement.

4 Q. **[24]** O.K. Plutôt que la notion de rentabilité, au
5 sens large, rentabilité de la clientèle. C'est...

6 R. Hum-hum.

7 Q. **[25]** ... la notion d'équité. Et c'est ce que nous
8 avons fait jusqu'à date.

9 R. Oui.

10 Q. **[26]** Je vous remercie, Monsieur Raphals.

11 R. Merci.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Q. **[27]** Bonjour, Monsieur Raphals. Deux petites
14 questions, pour ma part. La première : vous parlez
15 beaucoup de l'année deux mille vingt, deux mille
16 vingt et un (2020-2021), en disant, bien,
17 effectivement, que c'est provisoire. Mais, je ne
18 vois pas nulle part si vous... Vous en avez parlé
19 un peu tantôt... Est-ce que le RNCREQ requière
20 que... qu'il y ait une rétroaction et que d'ajuster
21 les appuis financiers pour l'année deux mille vingt
22 (2020) et deux mille vingt et un (2021)... et que
23 s'il y a lieu, les participants remboursent HQD?

24 R. Bon, premièrement, je ne parle pour le RNCREQ, il
25 faut attendre maître Ouellet pour répondre à votre

1 question. Mais, pour moi, je dirais non, ce n'est
2 pas nécessaire. C'est seulement que c'est une
3 possibilité. Et... en reconnaissant cette
4 possibilité... que il devrait nécessairement faire
5 partie de l'analyse.

6 Q. **[28]** Parfait, je vous remercie. Ma deuxième
7 question : vous recommandez de réduire l'appui
8 financier les premières années, pour ensuite la
9 remonter graduellement à cette année subséquente.
10 Cette recommandation... Je ne sais pas si vous avez
11 pris en compte, dans cette recommandation, l'effet
12 de la loi sur la simplification, à l'effet que les
13 tarifs, hein... cette réduction-là, en fait, ou
14 cet... comment je pourrais dire? Cette réduction de
15 perte là ne bénéficierait pas aux consommateurs.
16 Elle bénéficie seulement au Distributeur. Est-ce
17 que c'est quelque chose que vous avez considéré,
18 quand vous avez fait cette recommandation?

19 R. Hum... J'ai essayé de le tenir en compte, mais en
20 réalité, j'ai réalisé que je ne sais pas assez du
21 régime de tarification qui est en place pour le
22 faire... le faire totalement. Et, je m'explique.
23 Dans tout le processus sur les MRI - j'ai participé
24 à certains éléments - il y avait beaucoup de
25 questions de... dans quelles circonstances et dans

1 quels contextes tels coûts seraient impliqués et à
2 quel moment de quelle étude.

3 À ma connaissance, et ça se peut qu'il
4 existe et que je ne sais pas, ce type de guide de
5 qu'est-ce qui sera admissible ou pas admissible,
6 quand ils vont arriver à un prochain dossier
7 tarifaire en deux mille vingt-cinq (2025)... en
8 deux mille vingt-quatre (2024), j'imagine, en
9 fait... Je ne suis vraiment pas expert dans la Loi
10 34. Mais, que... Ce n'est précisé nulle part
11 exactement quels coûts pourraient être admissibles,
12 et tout. Alors...

13 Q. **[29]** Je vais vous émettre des hypothèses, puis vous
14 me donnerez...

15 R. Oui, d'accord.

16 Q. **[30]** ... votre réponse.

17 R. Allez-y.

18 Q. **[31]** Une interprétation, c'est de dire que la Loi
19 sur la simplification fait en sorte que les tarifs
20 sont fixés jusqu'au premier (1er) avril deux mille
21 vingt-cinq (2025), le dossier devrait être déposé
22 quelque part en deux mille vingt-quatre (2024),
23 mais pour les fixations des tarifs en deux mille
24 vingt-cinq (2025). Et que d'ici là, les tarifs qui
25 sont énoncés à l'annexe 1 vont tout simplement être

1 indexés, année après année, selon le taux de...
2 d'indexation prévu par la Loi. Alors, à ce moment-
3 là, s'il y avait une réduction du revenu requis, ça
4 n'affecte pas le tarif qui est ensuite repassé aux
5 consommateurs pour chacun des tarifs, que ce soit
6 le D, G, M ou L. Donc, même s'il devait y avoir une
7 réduction du revenu requis, parce qu'on...
8 effectivement, ça ne serait pas nécessairement
9 repassé dans les tarifs avant deux mille vingt-cinq
10 (2025), à tout le moins.

11 Donc, si c'est pas repassé aux
12 consommateurs, ça veut dire que c'est le
13 Distributeur qui conserve les bénéfices des
14 réductions qui seraient données.

15 Donc, dans ce cas-ci, ce qu'on comprend,
16 c'est que plutôt que d'appuyer des consommateurs
17 participants au tarif GDP, bien ça irait plutôt
18 dans les coffres du Distributeur. J'essaie de
19 résumer, en quelques, en quelques minutes. Mais
20 est-ce que ça change votre recommandation de
21 réduire les premières années sachant que ça
22 n'affecte pas ce qui serait facturé aux autres
23 consommateurs? Ça affecterait seulement qui garde
24 le bénéfice de cette réduction-là entre les
25 participants à l'option GDP et Hydro-Québec

1 Distribution?

2 R. Bon. C'est effectivement la compréhension que j'ai,
3 mais mon incertitude vient du fait du contenu
4 précis de ce dossier tarifaire qui sera déposé en
5 deux mille vingt-quatre (2024). Est-ce qu'il y aura
6 un moyen possible de, où d'une façon ou d'une
7 autre, certains coûts qui ont été effectués avant
8 deux mille vingt-cinq (2025) se trouvent néanmoins
9 dans le coût de service pour deux mille vingt-cinq
10 (2025)? Je ne peux pas dire que c'est impossible,
11 je ne vois pas une indécision ni un règlement qui
12 dit que... J'espère que non. Je pense que ce serait
13 contre la notion, mais ayant passé vingt (20) ans
14 devant la Régie, j'ai vu des choses qui me
15 surprennent. Alors, je trouve ça très bien possible
16 que, d'une façon ou d'une autre, ces coûts se
17 trouvent dans...

18 Mais, en présumant que c'est pas le cas, en
19 présumant que c'est pas le cas, et que tout
20 l'argent qui a été sauvé, par l'approche que je
21 recommande, est l'argent d'Hydro-Québec. Alors, ça
22 devient une recommandation du Conseil
23 d'administration d'Hydro-Québec que vous devriez
24 mieux utiliser vos ressources pour ne pas les
25 gaspiller en payant trop cher aujourd'hui.

1 Pour moi, ma recommandation se fait
2 finalement sur le profil économique de l'option
3 telle que présentée et si c'est le consommateur ou
4 l'actionnaire qui paye, ça ne change pas les
5 constats que je fais, mais...

6 En fait, je comprends que votre rôle est de
7 protéger les consommateurs, mais pas nécessairement
8 le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Alors,
9 c'est à vous de trancher, si cette recommandation
10 est pertinente ou pas. Mais, de ma perspective sur
11 le programme comme un tout, je constate qu'il
12 est... qu'il serait... un meilleur appariement avec
13 les besoins et une meilleure utilisation de
14 l'argent de la façon que j'ai proposée.

15 Q. [32] D'accord. Je réfléchissais à la création
16 d'un... parce que la création d'un compte d'écart,
17 là, je ne suis pas sûre si c'est là où vous vouliez
18 m'amener, avec la distinction. Mais je pense qu'on
19 va laisser ça là pour l'instant. Je vous remercie.
20 Alors, ça va être l'ensemble de mes questions,
21 Monsieur Raphals. Maître Ouellette, avez-vous un
22 réinterrogatoire?

23 Me JOCELYN OUELLETTE :

24 Non.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Je vous remercie beaucoup.

3 Me JOCELYN OUELLETTE :

4 Merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Alors, ça va mettre fin à la preuve du RNCREQ.

7 Q. [33] Alors, merci beaucoup, Monsieur Raphals, de
8 votre témoignage. Vous êtes maintenant libéré.

9 R. Merci à vous. Bonne journée.

10 Q. [34] Merci. Avec ça, il est dix heures et quart
11 (10 h 15). Alors, je pense qu'on va prendre la
12 pause à ce moment-ci, une pause de quinze (15)
13 minutes. On se revoit à dix heures trente
14 (10 h 30). Merci beaucoup.

15 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

16

17 REPRISE DE L'AUDIENCE

18

19 PREUVE DE SÉ

20

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors, bonjour à tous. Bonjour, Maître Neuman.

23 Me DOMINIQUE NEUMAN :

24 Oui. Bonjour, Madame la Présidente. Donc, bonjour,
25 Madame... Bonjour à la formation. Et donc nous

1 est-ce que vous avez la possibilité de baisser le
2 son de votre micro puisqu'il était plus élevé que
3 le son d'autres personnes.

4 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

5 R. Comme c'est là, c'est-tu correct?

6 DISCUSSION HORS DOSSIER

7 Me DOMINIQUE NEUMAN :

8 Q. **[36]** Je vous remercie beaucoup. Alors, je vous
9 demanderais successivement, Monsieur Laflamme et
10 Monsieur Royer, de reconnaître les documents
11 suivants comme ayant été préparés par vous ou sous
12 votre supervision, conjointement. Donc, les pièces
13 sont SÉ-2, Document 1 qui est le mémoire dont la
14 version révisée est le C-SÉ-0051. SÉ-2, Document 2
15 qui est la réponse à une demande de renseignements
16 de la Régie de l'énergie cotée C-SÉ-0035. Ensuite
17 SÉ-2, Document 3 qui est la présentation PowerPoint
18 révisée que vous allez présenter dans quelques
19 minutes qui est C-SÉ-0049. Et ensuite
20 respectueusement, SÉ-2, Document 4 et Document 5
21 qui sont vos curriculum vitae respectifs déposés
22 sous les cotes C-SÉ-0052 et 0053. Il y a... Oui.
23 Donc, est-ce que vous les reconnaissez comme ayant
24 été préparés par vous ou sous votre supervision?

25

1 M. JIMMY ROYER :

2 R. Oui, je le reconnais.

3 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

4 R. Oui, je le reconnais.

5 Q. [37] Et également, Madame la Présidente, nous
6 déposons un document de référence qui n'a pas à
7 être identifié par les témoins car ce ne sont pas
8 eux qui en sont les auteurs, qui est SÉ-2, Document
9 6 qui est simplement un document de référence
10 comportant des extraits de quelques pièces du
11 dossier R-4110-2019 qui sont surlignés en jaune et
12 déposés sous la cote C-SÉ-0053. Et nous allons
13 citer ce document en argumentation plus tard. Ça
14 fait que je vous remercie.

15 Donc, Madame la Greffière, est-ce qu'il
16 vous est possible de montrer à l'écran la
17 présentation révisée qui est C-SÉ-0049, une
18 présentation PowerPoint. Et enfin, Monsieur
19 Laflamme et Monsieur Royer, je vous cède la parole.

20 R. Bon. C'est moi, mon nom est Jean-Pierre Laflamme.
21 Donc, c'est moi qui vais faire la présentation, là,
22 puis peut-être monsieur Royer pourrait intervenir à
23 l'occasion, là. Donc, il y a peut-être vingt-huit
24 (28), vingt-neuf (29) pages dans la présentation,
25 donc on va essayer d'en faire... d'en passer une en

1 moyenne par minute, là.

2 Donc, si on va à la page 2, êtes-vous à...

3 Oui. O.K. Bon. Donc, le haut des pages, c'est
4 mentionné, bon, la recommandation qui est formulé
5 par Stratégies énergétiques. Donc, chaque page
6 présente ainsi la recommandation dans le haut de la
7 page, là.

8 Donc, il y a la série de 2.3 qui porte sur
9 le calcul de la rentabilité. Donc, la
10 recommandation 2.3.1, c'est de retenir une durée
11 moyenne de participation des clients de dix (10)
12 ans. Ça, on est... Stratégies énergétiques est
13 d'accord avec cette position-là, de retenir pour
14 l'analyse énergétique, une période de dix (10) ans.
15 Donc, ce qu'on dit, c'est vingt (20) ans, ce serait
16 beaucoup trop long parce qu'il y a des
17 incertitudes, énormément d'incertitudes sur
18 l'approvisionnement à long terme. Et puis cinq ans,
19 ça nous apparaît trop court pour un programme de
20 cette ampleur-là, là. Donc, on peut passer à
21 l'autre page. O.K.

22 Q. [38] Excusez-moi, Madame la Présidente, est-ce que
23 le son du micro de monsieur Laflamme, est-ce qu'il
24 a besoin d'être baissé davantage ou est-ce qu'il
25 est correct?

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Non, c'est correct, mais faudrait que les autres
3 témoins ferment leur micro, parce qu'à des fois, on
4 entend des feuilles qui peuvent être... ça se fait,
5 pendant qu'un témoin, faudrait que les autres
6 ferment leur micro.

7 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

8 R. O.K. Donc, on poursuit avec la page 2. Donc on a
9 ici, oui, on est à la page 3, excusez-moi.

10 Donc, la recommandation 2.3.2, c'est de
11 maintenir la position à l'effet de ne pas prendre
12 en compte les coûts évités d'investissements en
13 distribution ni en transport.

14 Donc, la recommandation de Stratégies
15 Énergétiques va dans ce sens-là. Donc, ça rejoint
16 un peu ce que la position de la Régie puis les
17 recommandations que Stratégies Énergétiques avait
18 présentées en phase 1.

19 Et puis éventuellement, si l'option
20 tarifaire devient pérenne, bien on est d'accord
21 avec ce qu'Hydro-Québec Distribution poursuit ses
22 analyses en vue de la prise en compte éventuelle
23 des coûts évités, d'investissement et des coûts des
24 pertes en distribution et transport. O.K.? Donc, on
25 peut passer à la page 4.

1 Donc, ici, c'est la troisième
2 recommandation, il y a deux pages dans cette
3 recommandation-là. Donc, c'est de conserver l'hiver
4 deux mille vingt-quatre-deux mille vingt-cinq
5 (2024-2025) comme année-charnière du début de
6 recours au coût évité à long terme.

7 Donc, ou à la rigueur, deux mille vingt-
8 cinq-deux mille vingt-six (2025-2026), là, mais pas
9 l'année deux mille vingt-six-deux mille vingt-sept
10 (2026-2027) puis on va vous expliquer pourquoi il
11 n'est pas... en tout cas, il serait imprudent de
12 mettre cette année-là trop éloignée.

13 La raison principale, bien, il y a
14 plusieurs raisons, là. Un premier groupe de
15 raisons, c'est qu'on trouve que les prévisions
16 d'Hydro-Québec dans ses autres moyens de gestion de
17 la puissance, nous, on les trouve optimistes ou
18 même trop optimistes, là. On trouve que c'est des
19 croissances qui sont énormes, là. On peut vous en
20 parler de quelques-uns.

21 Donc, l'Option d'Électricité Interruptible,
22 là, bon, on voit que ça démarre, hein, c'est cent
23 trente-huit mégawatts (138 MW) en deux mille vingt-
24 vingt et un (2020-21) et puis avec la bonification
25 qui va être supposée d'être remis sur ce programme-

1 là, ça monterait à mille trois cent quarante
2 (1340). Donc, on parle d'une augmentation de douze
3 virgule sept pour cent (12,7 %) par année sur cinq
4 ans.

5 Donc, nous, on considère que c'est quand
6 même fort comme augmentation, là. Donc, ça, ça en
7 est un. Il y en a d'autres qui ont des croissances
8 beaucoup plus élevées que ça, là.

9 Tarification dynamique. Donc, là, ça part
10 de cinquante-trois mégawatts (53 MW) en deux mille
11 vingt-vingt et un (2020-21) et puis ça monte à cent
12 quatre-vingt-cinq mégawatts (185 MW) et plus à
13 partir de deux mille vingt-vingt-vingt-six (2025-
14 26). Ça représente encore là une croissance de
15 vingt-huit virgule quatre pour cent (28,4 %) sur
16 cinq ans, donc, une croissance énorme.

17 Et puis bon, l'autre après qui est encore
18 plus faramineux comme croissance, c'est les
19 programmes administrés par HILLO, donc, qui partent
20 de cinquante-sept mégawatts (57 MW) à deux mille
21 vingt et un-vingt-deux (2021-22) à cinq cent vingt-
22 neuf mégawatts (529 MW) en deux mille vingt-cinq-
23 vingt-six (2025-26), donc une croissance moyenne de
24 soixante-quatorze virgule cinq (74,5 %) sur quatre
25 ans. C'est quelque chose d'énorme, là, en tout cas.

1 Moi, pertinemment, je pense qu'au niveau de
2 la clientèle, il y a une certaine inertie par la
3 nature même des clients, là, la nature même des
4 personnes qui sont derrière ces entreprises-là.

5 Il y a l'inertie qui est beaucoup plus
6 grande que ça, puis, je pense que c'est irréaliste
7 d'avoir des croissances aussi élevées que ça, là.

8 L'interruption de l'usage cryptographique
9 pour chaînes de blocs. Ça, ça demeure incertain
10 aussi parce qu'il y a encore, il y a une décision
11 qu'il faut qui soit prise là-dedans, donc, O.K.?

12 Donc, on peut passer à la page 5.

13 L'autre... l'autre option qu'on trouve aussi qui
14 est assez incertaine et qui est assez volatile,
15 c'est la prévision de GDP Affaires elle-même, là.
16 On regarde sur le graphique qui est là. On voit que
17 sur le... les trois blocs qui ont été proposés, là,
18 on voit d'énormes variations, là.

19 La courbe en rouge, c'est l'échelle du
20 premier (1er) novembre deux mille dix-neuf (2019).
21 Ensuite, il y a eu celle du, en vert du seize (16)
22 novembre deux mille vingt (2020), ensuite en bleu,
23 le vingt-cinq (25) février deux mille vingt et un
24 (2021). On voit que ça a constamment varié, donc,
25 c'est quelque chose qui est très volatile, qui

1 apparaît très incertain.

2 Donc, puis encore là, la dernière prévision
3 prévoyait treize virgule un pour cent (13,1 %) de
4 croissance sur trois ans. Donc, on peut passer
5 peut-être même à... peut-être à l'autre page, là.

6 Donc, on considère que la volatilité de
7 l'estimation à long terme des coûts évités en
8 puissance basés sur les outils externes au
9 Distributeur, bien, considérant cette volatilité-
10 là...

11 Excusez-moi. Peut-être qu'on pourrait
12 revenir à la page 5. Ça complétait. J'étais parti
13 sur cette lancée-là, mais ça complétait notre
14 recommandation 2.3.3, à l'effet que les prévisions
15 de croissance trop optimistes nous amènent à
16 demander à la Régie de considérer un passage
17 beaucoup plus tôt en deux mille vingt-quatre vingt-
18 cinq (2024-2025) pour la considération de
19 l'approvisionnement à long terme.

20 Donc, là, on peut passer effectivement à la
21 page 6. Donc, ça c'est le quatrième point. La
22 recommandation numéro 4 pour la question de la
23 rentabilité.

24 C'est que nous on recommande que le
25 Distributeur dispose d'outils qu'il peut contrôler

1 lui-même. Donc, c'est bien beau l'approvisionnement
2 sur les marchés, mais on va vous démontrer dans ce
3 qui suit que c'est quelque chose qui est très
4 volatile, qui est très incertain.

5 Il y a beaucoup d'incertitudes qui s'en
6 viennent à plus ou moins moyen terme, long terme,
7 sur ce marché-là.

8 Donc, on préfère qu'Hydro-Québec ait des
9 outils qu'il puisse contrôler directement, plutôt
10 que de se baser sur quelque chose d'aléatoire.

11 On a fouillé un peu dans la littérature et
12 puis on a trouvé des documents, entre autres,
13 vraiment on peut le voir dans ce qui est mentionné
14 dans le texte en brun, que les coûts déterminés par
15 les utilités varient.

16 Ils sont fixés d'une certaine façon, mais
17 sont beaucoup plus... Le marché varie beaucoup plus
18 en termes de ces prix-là. On le voit. Par exemple
19 on prend la première phrase :

20 The methods states use to determine a
21 utility's avoided cost often do not
22 reflect current market conditions and
23 can vary significantly.

24 Donc, dans ce document-là, on a vu à plusieurs
25 reprises que les coûts sont très variables et puis

1 les coûts qui sont déterminés administrativement ça
2 ne correspond pas vraiment aux prix du marché qui
3 varient constamment.

4 Donc, on continue peut-être à la page 7. Et
5 puis là, bien on a d'autres argumentations. Un
6 autre document ici. On peut en lire quelques
7 extraits. Comme la première c'est :

8 There is always a risk, even using the
9 best available information to project
10 avoided cost and set avoided cost
11 rates, that the actual costs will
12 change over time.

13 Donc, ça revient régulièrement et à la page 39, la
14 deuxième phrase, bien monsieur Brown mentionne
15 qu'une analyse basée sur dix (10) ans pour des
16 coûts fixés serait la plus longue qui a déjà été
17 offerte.

18 Donc, ça démontre qu'aller plus loin que ça
19 ça devient très incertain, puis l'autre ça va un
20 peu dans le même sens. Je ne vous la lierai pas
21 pour ménager le temps, mais c'est toujours un peu
22 le même principe.

23 Donc, on peut passer à la page 8. Aussi,
24 notre argumentation c'est la possibilité que le
25 coût de puissance augmente substantiellement avec

1 le temps et puis là on va peut-être amener les
2 argumentations qu'il faut pour ça.

3 Donc, entre autres, la taxe sur le carbone
4 qui va peut-être venir influencer. Donc, pour tous
5 les achats de puissance de source thermique, il va
6 y avoir une taxe sur le carbone qui va être
7 imposée. Donc, qui va faire augmenter les coûts.

8 Il y a l'implantation possible d'une forme
9 équivalente de taxation possible aux États-Unis
10 aussi, et puis, il y a une augmentation de la
11 demande qui est à prévoir. Notamment dans le
12 secteur du transport. Donc, l'électrification, les
13 autos électriques et tout ça. Même les camions
14 électriques ça s'en vient.

15 Donc, une augmentation de la demande dans
16 ce domaine-là. Donc, l'autre facteur qui est aussi
17 important qui est à prendre en compte aussi, de
18 plus en plus dans les états américains, les
19 compagnies et les utilités observent un déplacement
20 vers l'hiver de la pointe aux États-Unis. Donc,
21 nous ce qu'on dit, c'est que ça va inévitablement
22 causer une augmentation des coûts d'achat durant la
23 période hivernale. Puis, là, on voit un exemple ici
24 dans une étude qui a été réalisée, qui mentionne
25 que, bon, les États de,

1 [...] while the Southeast is
2 historically summer peaking, a few
3 planning areas are predominantly
4 winter peaking [...].

5 Donc, ils mentionnent aussi d'autres endroits comme
6 Duke Energy, que leur pointe se déplace de plus en
7 plus vers l'hiver. O.K. Et puis, ça, ce n'est pas
8 mentionné là, mais c'est principalement attribuable
9 à la pénétration des panneaux photovoltaïques qui
10 sont coïncidents avec la forte demande due à la
11 climatisation en été. Donc, ça comble ce besoin-là.
12 C'est très coïncident. Donc, ça fait en sorte de
13 faire déplacer... de réduire cette pointe-là durant
14 l'été puis de la faire déplacer durant l'hiver.
15 O.K.

16 Donc, on peut aller à la page 9. Donc, on
17 continue toujours dans l'optique qu'Hydro-Québec
18 dispose d'outils de gestion de puissance dont il a
19 le contrôle. Donc, la même référence qu'on
20 soulignait précédemment. Elle mentionne qu'on va
21 entrer dans une période avec - je vais lire en
22 anglais - « with substantial uncertainty for
23 long-term electricity sales and peaks ».

24 Puis, ça, bien, c'est au deuxième
25 paragraphe à la page 21 du document. Bien, c'est dû

1 au changement dans le marché dû principalement...
2 bon, ce qu'ils appellent, bon, les « market
3 trends », donc l'efficacité énergétique, la
4 pénétration du photovoltaïque, les pompes à
5 chaleur, les véhicules électriques. Donc, il va y
6 avoir quand même un effet substantiel sur la
7 demande en énergie. En tout cas, ça, c'est chez nos
8 voisins du sud. O.K.

9 On peut peut-être passer à la page 10. O.K.
10 Il y a aussi une mention ici que, juste pour amener
11 des références, si on peut dire, les estimations du
12 coût évité en capacité existent déjà à cent quatre-
13 vingt-dix US par kilowatt (190 \$US/kW) et cent US
14 par kilowatt (100 \$US/kW), dépendamment si on le
15 trouve en rural ou en urbain. Vous pouvez aller
16 consulter le document. Mais c'est des montants qui
17 sont très élevés, qui démontrent que quand on parle
18 de soixante-dix dollars du kilowatt (70 \$/kW), là,
19 on a encore de la marge. Puis, ça, c'est en dollars
20 US, il faut se le rappeler. Donc, ça, c'est un
21 autre point.

22 On peut passer à la page 11. Donc,
23 l'argumentation pour finir sur ce point-là. Donc,
24 l'estimation du coût futur à long terme des achats
25 de puissance externes au Distributeur comporte donc

1 un risque prévisionnel important, le coût réel
2 pouvant s'avérer supérieur. O.K. La prévision du
3 coût de l'option tarifaire, qui est en grande
4 partie sous le contrôle de Hydro-Québec
5 Distribution comporte un niveau d'incertitude
6 nettement moins élevé.

7 Un distributeur d'électricité à donc tout
8 intérêt à considérer une option dont il contrôle
9 les coûts, soit dans le cas présent, l'option
10 tarifaire. Il existe donc un avantage du point de
11 vue de la qualité de la planification à ce qu'un
12 distributeur d'électricité fournisse lui-même les
13 outils de gestion de sa demande en puissance. Donc,
14 comme dit l'adage, on est jamais mieux servi que
15 par soi-même. Ça peut se résumer à ça.

16 Donc on poursuit à la page 12. Là, on tombe
17 dans une autre recommandation qui est de maintenir
18 la méthode de calcul d'Hydro-Québec, qui sont les
19 coûts évités en énergie. Donc, on recommande,
20 Stratégies énergétiques recommande de maintenir la
21 méthode qui inclut les coûts évités en énergie,
22 sous réserve de tout ajustement éventuel selon les
23 futurs états d'avancement des plans
24 d'approvisionnement.

25 Ça, c'est l'argumentation de Stratégies

1 énergétiques là-dessus. C'est que la Régie avait
2 déjà demandé d'inclure les pertes de revenus. Mais
3 pour être cohérente, bien, Hydro-Québec doit
4 également inclure les coûts évités en énergie
5 associés aux interruptions. On parle de sept
6 virgule six cents du kilowattheure (7,6 ¢/kWh).
7 O.K.

8 Donc, on peut continuer à la page 13. O.K.
9 Donc, là, on a la recommandation - toujours dans
10 les questions de l'analyse de rentabilité - la
11 recommandation numéro 6. Donc, la recommandation
12 finale, en fin de compte, c'est de reconnaître tout
13 simplement la rentabilité de l'option tarifaire GDP
14 Affaires, telle qu'elle est présentée. De, donc...
15 de prendre acte de la rentabilité de cette option-
16 là. De noter, aussi, que cette estimation de
17 rentabilité là pourrait même être accrue, selon ce
18 qu'on a dit précédemment.

19 Et de noter, quelques vues plus loin, que
20 la rentabilité de l'option serait maintenue, même
21 si l'aide offerte demeure à soixante-dix dollars le
22 kilowatt (70 \$/kW). On sait que c'était de même
23 dans le passé, là, on pense même que ça continue à
24 être rentable avec soixante-dix dollars du kilowatt
25 (70 \$/kW).

1 On peut passer maintenant à la page 14.
2 Attendez, je vais prendre un peu d'eau, parce
3 que... O.K. Maintenant, on change de sujet, on s'en
4 va dans les modalités de l'option, O.K., qui est
5 notre série de recommandations... la série 2.4, là,
6 on est à la 2.4 à la .1.

7 Donc, la première recommandation, c'est :
8 permettre la possibilité pour un client de
9 s'engager pour plus d'un an. Donc, qu'est-ce qu'on
10 recommande : prévoir, au texte tarifaire de
11 l'option GDP Affaires, la possibilité pour un
12 client d'une adhésion pour plus d'une année à cette
13 option. Examiner si le client procédant ainsi
14 pourrait être récompensé pour une aide plus
15 généreuse... par une aide plus généreuse, puisque
16 cela contribuerait à pérenniser pour Hydro-Québec
17 Distribution cet outil de gestion de puissance.

18 Donc, on dit : oui, peut être adhérer... la
19 possibilité d'adhérer plus d'un an, puis même,
20 peut-être avec une... des crédits un peu plus
21 généreux, dans ces cas-là.

22 L'argumentation, c'est qu'Hydro-Québec a
23 déjà indiqué être disposée à l'offrir... à offrir
24 l'option d'un engagement multiannuel aux clients,
25 donc on y va dans cette continuité-là, de... par

1 rapport à Hydro-Québec Distribution.

2 Puis, Stratégies Énergétiques considère
3 qu'il est essentiel d'offrir... qu'une telle
4 offre... d'offrir une telle offre aux clients, afin
5 d'assurer ces clients quant à la pérennité de
6 l'offre, particulièrement à ceux ayant à investir
7 pour y participer. Donc, ils pourraient s'engager,
8 dire : « Oui, moi, je mets pas mal d'argent dans
9 cette affaire-là pour pouvoir m'interrompre. Donc,
10 oui, si je pouvais embarquer plusieurs années, ça
11 pourrait être intéressant. » O.K.?

12 Donc, on peut passer à la page 15. O.K.
13 L'autre modalité d'option, bien, c'est d'accepter
14 le soixante dollars du kilowatt (60 \$/kW) comme
15 niveau moyen d'aide financière et garder la
16 possibilité de le bonifier dans le futur. Donc, il
17 y a quatre pages à ce sujet-là. Donc, on...

18 Au point « A », bien, c'est ça, on le
19 répète, là, d'accepter le soixante dollars du
20 kilowatt (60 \$/kW). Donc, c'était le soixante-dix
21 dollars (70 \$), historiquement, qui a été... auquel
22 on a enlevé dix dollars (10 \$), là, pour les...
23 pour la question des investissements pour la
24 filière, là.

25 Et puis, on est d'accord aussi avec le

1 dégressivité raisonnable, commençant à soixante-
2 cinq dollars du kilowatt (65 \$/kw) pour les
3 premiers cent quatre-vingt-dix-neuf kilowatts
4 (199 kW), et puis, jusqu'à quarante-cinq (45) pour
5 la dernière strate de mille huit cents kilowatts
6 (1800 kW) et plus. Donc, ça, c'est dans la
7 continuité, c'est tel qu'Hydro-Québec l'a proposé,
8 là. Donc, on est d'accord avec ce point de vue là.

9 L'argument... Notre argumentation, c'est
10 que, bon, il faut... il faut avoir quelque chose de
11 quand même assez généreux, pour être... assurer une
12 stabilité auprès de la clientèle, hein. J'ai parlé
13 précédemment, quand même, que les clientèles
14 pouvaient avoir quand même une certaine inertie. Et
15 puis, de par la nature même de la nature humaine,
16 des gens qui décident en arrière de ça.

17 Donc, je pense qu'il faut... un montant qui
18 est raisonnable, qui est assez... qui est
19 suffisamment élevé pour permettre d'assurer une
20 stabilité auprès de la clientèle.

21 O.K. Donc, le niveau d'aide de soixante-dix
22 dollars le kilowatt (70 \$/kW), qui avait été évalué
23 à l'époque, a fait ses preuves. Et la soustraction
24 de dix dollars par kilowatt (10 \$/kW) constitue une
25 estimation raisonnable - donc, ça a été validé par

1 Technosim - de l'aide d'investissement aux clients.

2 O.K.

3 La rémunération à soixante-cinq dollars du
4 kilowatt (65 \$/kw), pour les premiers cent quatre-
5 vingt-dix-neuf kilowatts (199 kW), et soixante
6 dollars (60 \$) pour ceux entre deux cents kilowatts
7 (200 kW) évite un trop grand choc, par rapport à
8 l'aide financière qui avait été offerte sur
9 l'ancien programme. Donc, il ne faut pas non plus
10 que ça baisse trop radicalement, par rapport à
11 l'historique. C'est notre position là-dessus.

12 L'objectif est de permettre de consolider
13 et accroître dès à présent la nécessaire base des
14 participants au GDP Affaires, afin de retarder le
15 besoin d'Hydro-Québec Distribution de recourir à
16 des approvisionnements externes de court et, suite
17 à cela, de long terme.

18 Donc, l'idée, c'est de créer une base
19 solide de clients qui vont être fidèles, qui vont
20 rester à cette... dans ce programme-là, plutôt que
21 de commencer à jouer à baisser les tarifs puis à
22 les remonter puis à jouer au yoyo avec la
23 clientèle, là, je pense que ça ne serait pas une
24 très bonne approche. O.K.?

25 On peut continuer à la page 15... euh, page

1 16.

2 Q. [39] Oui, Monsieur Laflamme, je vais vous demander
3 une précision hors de votre texte, à ce moment-ci.
4 Vous avez entendu les recommandations qui ont été
5 formulées par le RNCREQ, il y a quelques minutes, à
6 savoir de baisser, même de baisser
7 substantiellement l'aide financière pendant
8 quelques années et ensuite, très lentement et
9 graduellement, la remonter à un autre niveau. Que
10 pensez-vous de cette recommandation?

11 R. Bien, comme je vous dis, c'est qu'il faut assurer
12 une stabilité. S'il y a de l'incertitude
13 constamment dans les prix qui montent puis qui
14 baissent, je pense que les clients vont rester sur
15 leur réserve, là, et puis, c'est quand même une
16 bonne décision à prendre de s'embarquer dans un
17 programme de même, il y a des investissements,
18 donc, il faut quand même avoir quelque chose qui
19 est relativement stable. Il faut que les clients
20 puissent faire leurs calculs financiers puis dire :
21 oui, ça vaut la peine, ou non. Si ça commence à
22 monter puis à descendre, ils vont dire : bien, ils
23 ne sont pas sérieux, là, t'sais. Peut-être dans les
24 prochaines années, ils vont me lâcher en cours de
25 route, là, t'sais. On ne sait pas.

1 Donc, il faut quand même créer une certaine
2 confiance chez le client. C'est correct?

3 Q. [40] D'accord, je vous remercie.

4 R. O.K. Donc, on poursuit à la page 16. Donc, on est
5 toujours dans la même recommandation, la page 2 de
6 4. L'argumentation, c'est que, en Phase 1, Hydro-
7 Québec Distribution disait que le seul appui
8 financier pour lequel il peut être raisonnablement
9 assuré d'obtenir l'effacement attendu est l'appui
10 unique de soixante-dix dollars par kilowatt
11 (70 \$/kW), auquel on soustrairait dorénavant dix
12 dollars du kilowatt (10 \$/kW).

13 Donc, là, Hydro-Québec avait fait quand
14 même une étude assez sérieuse, on va rappeler les
15 principaux points ici, là.

16 Donc, pour bien appuyer cette utilisation
17 d'un montant, cette validation du montant de
18 soixante-dix dollars du kilowatt (70 \$/kW) donc,
19 montant établi non seulement sur la base des coûts
20 des clients, mais aussi, selon les objectifs à
21 atteindre. Donc, il faut atteindre un objectif de
22 réduction. C'est sérieux. Donc, il faut y mettre
23 les montants qu'il faut.

24 Donc, la prise en compte des inconvénients
25 aussi pour les clients difficilement chiffrables.

1 Donc, c'est pour ça que, là, le montant était fixé
2 à ce niveau-là. Donc, l'appui doit être plus élevé
3 que les coûts directs et indirects du client, sans
4 quoi sa participation sera improbable. Donc, il y a
5 toujours une incertitude pour les clients, comme je
6 disais, et puis donc il faut que l'appui soit
7 substantiel pour l'inciter à embarquer.

8 Donc, l'appui doit permettre aussi
9 d'inciter des clients à participer, comme je viens
10 de le dire. Il faut un gain pour compenser les
11 inconvénients et puis compenser les inconvénients
12 apportés. Donc, il faut mobiliser le personnel, les
13 horaires, affecter, ça peut affecter les horaires
14 de production, ça peut entraîner une réduction du
15 confort, ça peut entraîner à avoir recours à des
16 moyens alternatifs, donc, il faut être capable de
17 compenser ces choses-là.

18 Donc, on peut poursuivre pour la page 17.
19 O.K. Aussi, bon, Hydro-Québec Distribution a
20 mentionné qu'au cours des rencontres avec les
21 clients, il est ressorti que plusieurs ne
22 participeraient pas en raison des contraintes
23 évoquées précédemment. Cela signifie que l'appui
24 actuel n'est pas excessif. Certains clients ont
25 même affirmé qu'il leur était insuffisant.

1 Donc, une baisse de l'appui se traduirait
2 inévitablement par une baisse de la participation
3 et ne permettrait pas à Hydro-Québec Distribution
4 d'atteindre sa cible en matière de réduction de la
5 demande en puissance afin d'éviter d'avoir à
6 recourir à des moyens externes de gestion de
7 puissance.

8 Donc, l'aide moyenne de soixante dollars du
9 kilowatt (60 \$/kW) se situe largement en dessous du
10 coût évité long terme de cent dix dollars du
11 kilowatt (110 \$/kW) avant coûts évités de transport
12 et de distribution.

13 Donc, Stratégies Énergétiques considère
14 donc que le montant d'aide moyen de soixante
15 dollars du kilowatt (60 \$/kW), avec sa dégressivité
16 est le fruit d'une démarche sérieuse de la part du
17 Distributeur et mérite d'être accepté tel quel par
18 la Régie.

19 O.K. On peut passer maintenant à la page
20 18.

21 Le point final là-dessus, c'est que le
22 dossier actuel devrait aussi être maintenu ouvert
23 après la Phase 2 afin : d'y recevoir le rapport des
24 résultats annuels de l'option; puis au besoin
25 pouvoir alors ajuster, possiblement à la hausse, le

1 niveau moyen de l'aide ou en faire varier les
2 strates dégressives si la participation n'atteint
3 pas le niveau souhaité et/ou la coordonner avec la
4 disponibilité d'un éventuel programme d'aide au
5 coût des investissements pour les nouveaux
6 adhérents. O.K.

7 Donc, on peut passer à la page 19. Ici
8 c'est une question peut-être de clarification des
9 libellés au niveau des strates de l'aide
10 financière. Lorsqu'on a lu ces libellés-là, on
11 s'est demandés « Bon, le client, est-ce qu'il va
12 bien interpréter la façon dont ces strates-là sont
13 calculées? ». Bon, on sait que c'est des strates
14 qui sont cumulatives une sur l'autre, mais pour le
15 client, peut-être que lui il va tout simplement
16 prendre le coût de la strate, puis l'afficher à son
17 interruption, puis là, il va sous-évaluer le
18 montant qu'il va recevoir.

19 Donc, nous, la suggestion qu'on fait c'est
20 de réécrire l'article 4.8, puis on a deux
21 possibilités de le libeller qu'on va vous présenter
22 ici.

23 Donc, là, la première façon ça rejoint un
24 de la façon qu'il est écrite actuellement,
25 seulement là on indique les strates c'est la somme

1 de qui suit.

2 Donc, si je lis tel quel :

3 Le crédit applicable pour la période
4 d'hiver s'établit comme la somme de
5 celle qui suit.

6 Donc, c'est la somme de toutes les strates.

7 Pour la partie de la puissance
8 interrompue variant entre certaines
9 des strates...

10 ça nous apparaît un peu plus clair que la façon que
11 c'était écrit dans la première façon présentée par
12 Hydro-Québec.

13 Donc, on peut passer peut-être à la page 20
14 qui est la deuxième formulation que je vais vous
15 présenter ici, qui est encore plus spécifique. Ça
16 c'est présenté dans le but ces choses-là de
17 faciliter à un client qui veut adhérer, qui veut
18 calculer qu'est-ce que ça lui représente comme
19 économies.

20 Donc, la façon qu'on l'a libellé ici c'est
21 très simple le calcul. C'est que pour chacune des
22 strates, le client va au niveau de sa strate, puis
23 il y a un montant de base plus un montant par
24 kilowatt qui est le montant de la strate.

25 Cette façon-là donne exactement les mêmes

1 résultats. Vous pourrez le valider.

2 Mathématiquement, ça donne exactement les mêmes
3 résultats.

4 Mais si on prend par exemple un client qui
5 évalue son interruption à mille cinq cents
6 kilowatts (1500 kW), bien pour lui, il n'est pas
7 obligé de se calculer toutes les strates
8 précédentes pour arriver à savoir comment il va
9 avoir.

10 Il prend le montant admettons de dix mille
11 dollars (10 000 \$) de base qui s'appliquerait à son
12 cas, plus cinquante fois son mille cinq cents
13 (1500 kW) d'interrompus qui lui donnerait soixante-
14 quinze mille dollars (75 000 \$) et puis il
15 arriverait rapidement à son montant qui est de
16 quatre-vingt-cinq mille (85 000 \$).

17 Donc, ça c'est une deuxième façon qui est
18 basée un peu sur la façon des strates de l'impôt.
19 Quelqu'un qui fait son impôt, il voit un peu qu'il
20 y a un montant de base, puis il y a un coût par
21 strate, mais je dois vous dire que ce n'est pas
22 exactement pareil au calcul de l'impôt, parce que
23 là, on part d'un montant qui est basé sur l'offre.

24 C'est un peu comme une gauche, puis une
25 droite. C'est l'ordonnée à l'origine. Si on prend

1 par exemple le dix mille dollars (10 000 \$) de
2 base, c'est le point d'intersection avec l'ordonnée
3 à l'origine dans une droite, mais là si on prend le
4 modèle tel que dans l'impôt, et bien, le modèle
5 dans l'impôt on aurait plutôt le montant de base,
6 un montant de soixante-dix mille dollars (70 000 \$)
7 qui serait le crédit pour le bas de la strate et
8 dans ce cas-là, bien là, il faudrait prendre le
9 mille cinq cents (1500 kW), puis déduire mille deux
10 cents (1200 kW).

11 Donc, on aurait un trois cents (300 kW) de
12 différentiel qu'on ajouterait au cinquante (50),
13 mais on arriverait exactement au même résultat,
14 mais seulement ça demande un calcul de plus. Ça
15 demande une soustraction du mille cinq cents
16 (1500 kW) par rapport au montant de base, puis ça
17 serait une façon plus conforme à qu'est-ce qu'il
18 serait au niveau l'impôt.

19 Maintenant, c'est des propositions. Je
20 pense que la Régie pourrait peut-être regarder ça
21 pour avoir le moyen de rendre le calcul plus simple
22 pour la clientèle. Toujours dans l'idée de
23 simplifier tous ces processus-là.

24 Donc, on peut passer peut-être à la page
25 21. Donc, là on est rendus à la recommandation

1 2.4.4. C'est de baliser la discrétion d'Hydro-
2 Québec dans la détermination de la puissance de
3 référence du client.

4 Dans le texte, de la façon que c'est écrit,
5 ça apparaît un peu arbitraire. Donc, si on lit la
6 deuxième phrase de l'article 4.74, la puissance de
7 référence, bien c'est écrit :

8 Hydro-Québec peut ajuster la puissance
9 de référence au besoin pour mieux
10 refléter le profil de consommation du
11 client.

12 Nous ça nous apparaît quand même qu'Hydro-Québec a
13 une latitude là-dessus, puis ça nous apparaît un
14 peu arbitraire. Donc, ce qu'on suggère, c'est que
15 c'est de reformuler cette deuxième phrase-là comme
16 suit : Hydro-Québec peut ajuster la puissance de
17 référence au besoin pour mieux refléter le profil
18 de consommation normal du client, après avoir
19 fourni l'occasion au client de la commenter. Puis
20 en deuxième phrase, c'est : Hydro-Québec fournit au
21 client un rapport détaillé du calcul de l'appui
22 financier. Donc, pour que ce soit un peu plus
23 transparent.

24 Donc, le point qui suit, c'est que la Régie
25 prenne acte de l'engagement d'Hydro-Québec

1 Distribution, pour une plus grande transparence, de
2 publier, sur la page de son site Internet relative
3 à l'Option, une série de cas dénominalisés de
4 clients montrant comment la puissance de référence
5 a été ajustée par elle pour mieux refléter le
6 profil de consommation normal de tels clients. O.K.

7 Ça fait que, là, on peut passer peut-être à
8 la page 22. Donc, ça, c'est notre... On est rendu
9 dans la série de recommandations numéro 2.4.5. Il y
10 a des sous-recommandations. Celle-là, c'est la
11 2.4.5.1. Donc, accepter le seuil minimal de
12 réduction de puissance de quinze kilowatts (15 kW)
13 par abonnement. Stratégies énergétiques est
14 d'accord sur ce point-là.

15 Donc, ça, on peut passer à ce moment-là à
16 la page 23. O.K. Là, c'est un peu plus détaillé là.
17 Il y a un peu plus de stock là-dedans. Donc, la
18 recommandation 2.4.5.2 : offrir un montant
19 raisonnable d'appui financier. Donc ce qu'on dit,
20 c'est que, bon, il y avait eu un débat, là, sur le
21 calcul de ce montant-là pour pas qu'il soit
22 supérieur au crédit que le client aurait eu s'il se
23 serait interrompu.

24 Donc, on voudrait reformuler ça de cette
25 façon-là : lorsqu'un client ne reçoit aucun avis de

1 pointe critique, le montant d'appui financier
2 minimal versé sera le moindre de vingt mille
3 dollars (20 000 \$), ça, c'est quelque chose qui
4 existe déjà, et le crédit applicable, donc le
5 crédit tel qu'il est reconnu avec les strates,
6 selon la capacité interruptible du client estimée
7 comme suit. Bon, bien, c'est plutôt que d'utiliser
8 l'estimé de quinze pour cent (15 %).

9 Donc, si le client n'a pas d'historique
10 d'effacement ou dont la capacité interruptible des
11 installations a été modifiée depuis cet historique.
12 Bon. Ce serait selon l'engagement propre
13 d'interruption de ce client, dont HQD pourrait
14 évaluer la raisonnable et modifier après avoir
15 donné au client la possibilité de soumettre ses
16 commentaires.

17 Donc, si le client n'a pas d'historique,
18 Hydro-Québec établit conjointement avec lui une
19 puissance de référence raisonnable. Si le client a
20 un historique et puis si sa capacité d'interruption
21 de ses installations n'a pas été modifiée, donc on
22 peut supposer qu'il va maintenir son même profil.
23 Donc, selon sa capacité interrompue qui a été la
24 plus élevée sauf si Hydro-Québec Distribution, pour
25 des motifs raisonnables, utilise une capacité

1 différente après avoir donné au client la
2 possibilité de soumettre ses commentaires. Donc,
3 j'ai soumis un exemple, s'il s'était interrompu de
4 seulement de un mégawatt (1 MW), ce n'est pas cette
5 valeur qui devrait être retenue. O.K. Donc, c'est
6 de donner la possibilité au client de pouvoir
7 intervenir dans le montant ou la puissance
8 d'effacement et de considérer cette puissance-là
9 comme le crédit qui lui serait versé pour le MAFM.

10 Donc on peut passer à la page 24. Donc, là,
11 on est rendu à la recommandation 2.4.5.3 qui est :
12 baliser la pénalité de non-paiement du crédit en
13 cas de non-réduction de puissance pour quatre
14 événements de pointe critique. Encore là, on trouve
15 que le texte, il y a un certain arbitraire dans le
16 texte qui est mentionné dans l'option tarifaire, le
17 texte pour le tarif. C'est mentionné :

18 Hydro-Québec se réserve le droit de ne
19 pas verser de crédit.

20 Bon. Ça, ça nous apparaît clairement arbitraire. Il
21 faut que ce soit mieux balisé. L'objectif consiste
22 non pas à désinscrire le client, mais plutôt à
23 garder celui-ci au sein du GDP Affaires en
24 l'incitant à y participer activement dorénavant,
25 ceci afin qu'Hydro-Québec Distribution puisse

1 bénéficiaire de la puissance évitée dans son bilan.
2 Donc, on veut essayer de maintenir ce client-là,
3 non pas de l'éliminer comme c'est là.

4 Donc, l'exercice de la discrétion de non
5 paiement par Hydro-Québec Distribution devrait dont
6 être raisonnable et viser explicitement cet
7 objectif, d'abord en fournissant au client
8 l'occasion de présenter ses commentaires (et
9 notamment lui permettre de ne pas être pénalisé
10 s'il démontre que ses non-réductions résultent
11 d'une situation hors de son contrôle). Puis, Hydro-
12 Québec Distribution aurait l'option d'inviter le
13 client à s'interrompre une fois sans paiement en
14 tout ou en partie. S'il le fait, bien le client
15 serait réhabilité. Donc, le client aurait à
16 montrer, comme on dit, patte blanche, il devrait
17 montrer qu'il fait des efforts pour pouvoir se
18 réhabiliter, puis qu'Hydro-Québec devrait
19 l'accepter en conséquence.

20 L'autre exemple... ce qu'on dit c'est
21 qu'Hydro-Québec Distribution devrait aussi publier
22 sur son site Internet des exemples dépersonnalisés
23 à ce sujet. O.K. On peut passer à la page 25. O.K.

24 Donc, ici, je pense que je ne lirai pas le
25 texte au complet, là, c'est un peu long, là,

1 mais... mais vous pourrez le lire vous-même et puis
2 maître Neuman va probablement revenir sur ce sujet-
3 là durant sa plaidoirie. O.K.

4 Donc, on pourrait passer à la page 26.
5 Euh... l'autre recommandation 2.4.7, qui est :
6 prendre acte de l'inadmissibilité des agrégateurs à
7 l'Option tarifaire GDP Affaires. Donc ça, la
8 Stratégie énergétique est d'accord avec ce point-
9 là. O.K.

10 Je pense qu'on est pas mal rendu à la fin,
11 page 27. On arrive à la fin. Il nous reste quelques
12 pages. Toujours à 2.4.7, c'est : clarifier les
13 définitions au texte tarifaire proposé. C'est que
14 quand... lorsqu'on lit le texte tarifaire, pour un
15 client qui n'est pas familier avec tout ça, les
16 termes nous apparaissent dans certains cas nébuleux
17 ou ils se contredisent à certains endroits. Donc,
18 donc... donc, clarifier... nous, notre
19 recommandation c'est de clarifier les définitions
20 et avoir un seul article dans les Tarifs où toutes
21 les définitions se trouvent. Quand on parle de
22 Tarifs, c'est peut-être Tarifs de façon générale,
23 là, donc notamment les mots « pointe critique »,
24 « période d'hiver », « de pointe », « période de
25 référence », « température moyenne », « puissance

1 de référence ». Donc, avoir un seul... un seul
2 endroit où on retrouve tout... un genre de
3 dictionnaire, un genre de lexique où le client
4 pourrait aller rapidement voir de quoi il s'agit.

5 Toujours aussi écrire en italique les mots
6 ou locutions ayant une définition particulière.
7 Puis aussi on dit changer le libellé « heure de
8 pointe » par « heure de pointe en période d'hiver »
9 puisque tel est le sens dans lequel cette locution
10 est utilisée. Parce que des heures de pointe, il
11 faut savoir, il y en a à tous les jours... tous les
12 jours, les heures de pointe, soit au midi, soit au
13 souper, donc il faut être clair pour dire que c'est
14 des heures de pointe en période d'hiver.

15 Aussi la Régie a déjà manifesté la volonté
16 de rendre les textes des tarifs et conditions
17 aisément intelligibles à tous les lecteurs. Donc,
18 il y a des décisions qui ont été faites là-dessus,
19 qui ont été rendues dans le passé.

20 Puis éviter aussi d'utiliser une locution
21 (par exemple « heure de pointe ») dans un sens
22 différent, qui aura été défini ailleurs dans un
23 autre texte tarifaire, de son sens courant, ce qui
24 pourrait causer de la confusion pour le lecteur.
25 Donc, c'est d'avoir une uniformité dans la

1 définition de tous ces termes-là. O.K.

2 On peut peut-être continuer à la page 28.

3 Je pense que ça va être notre dernière page. La
4 recommandation numéro, c'est une nouvelle série de
5 recommandations, en fin de compte il y a une seule
6 recommandation là-dedans, la recommandation numéro
7 2.5. Donc, c'est de maintenir ouvert le dossier R-
8 4041-2018 après sa Phase 2. Donc, ce serait de
9 maintenir ce dossier-là ouvert. Puis
10 l'argumentation de la Stratégie énergétique à cet
11 effet-là c'est d'éviter que la Régie perde sa
12 juridiction sur GDP Affaires jusqu'au trente et un
13 (31) mars deux mille vingt-cinq (2025), sauf Décret
14 du gouvernement du Québec. Si, à l'issue de la
15 demande en Cour supérieure, le GDP Affaires
16 redevient un programme, approuver celui-ci pour les
17 hivers à venir.

18 Dans les deux cas, besoin de réévaluer
19 chaque année si le niveau de participation est
20 adéquat et d'ajuster, le cas échéant, le niveau de
21 l'aide offerte et déterminer le forum pour statuer
22 sur un éventuel programme d'aide aux
23 investissements des clients.

24 Une note de Stratégie énergétique, qui
25 considère qu'il est important d'établir une

1 croissance forte du GDP Affaires dès les premières
2 années afin de constituer une base de participation
3 robuste pour le jour où il faudrait avoir recours à
4 un approvisionnement en puissance à long terme.

5 Et puis l'argumentation finale c'est la
6 possibilité de prendre en compte les coûts évités
7 en transport et en distribution si l'Option devient
8 pérenne (donc, ce qu'Hydro-Québec a annoncé), ce qui
9 accroîtrait le calcul de la rentabilité de
10 l'Option.

11 Donc, je pense que ça complète, si on va à
12 la page 29, c'est ça. Merci. Ça compléterait cette
13 présentation-là de la position de Stratégies
14 énergétiques. Donc, je demeure disponible pour les
15 questions.

16 Me DOMINIQUE NEUMAN :

17 Q. **[41]** Je vous remercie beaucoup, Monsieur Laflamme.
18 Et Monsieur Royer, est-ce qu'il y a quelque chose
19 que vous souhaitez ajouter?

20 M. JIMMY ROYER :

21 R. Non. Je pense que monsieur Laflamme a très bien
22 résumé notre argumentaire et notre preuve.

23 Q. **[42]** Alors, donc les témoins sont disponibles pour
24 répondre à d'autres questions s'il y a lieu.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Parfait. Je vous remercie beaucoup. Alors, est-ce
3 qu'il y a des intervenants qui souhaitent contre-
4 interroger les témoins de SÉ? S'il vous plaît,
5 ouvrir votre caméra ou lever la main de façon
6 virtuelle. Je n'en vois pas. Maître Turmel pour
7 Hydro-Québec, avez-vous des questions?

8 Me SIMON TURMEL :

9 Aucune question de la part du Distributeur. Merci.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Maître Gariépy, avez-vous des questions?

12 Me ANNIE GARIÉPY :

13 Je n'aurai pas de question. Merci.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Q. **[43]** Vous avez été très clair, Monsieur Laflamme,
16 la formation n'a pas non plus de question.

17 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

18 R. Soit j'ai été bien clair ou que personne n'a rien
19 compris!

20 Q. **[44]** Je pense que vous avez été très clair. Je vous
21 remercie.

22 M. JIMMY ROYER :

23 R. Je suis d'accord.

24 Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Oui. Alors, je vous remercie beaucoup. Je remercie

1 les témoins. Est-ce que les témoins sont libérés?

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Q. **[45]** Oui. Alors, je vous remercie beaucoup,
4 Monsieur Laflamme et Monsieur Roy, et vous êtes
5 libérés avec nos remerciements.

6 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

7 R. Merci.

8 Me DOMINIQUE NEUMAN :

9 Oui. Et je remercie également la Régie puisque
10 c'est notre nouvelle équipe puisque le dossier 4041
11 avait débuté avec monsieur Jacques Fontaine et
12 monsieur Jean-Claude Deslauriers. Et donc dans
13 plusieurs dossiers nous avons des collaborateurs
14 nouveaux, y compris sur ce dossier et nous
15 continuons sur cette lancée. Je vous remercie.

16 M. JEAN-PIERRE LAFLAMME :

17 R. D'ailleurs, je voudrais ajouter qu'au début, j'ai
18 peut-être passé trop vite et j'ai oublié de
19 remercier monsieur et madame les Régisseurs puis
20 madame la Présidente. Ça fait que je me reprends à
21 la fin.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Q. **[46]** Je vous remercie. Ça va avec ceci.

24 Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 Oui.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 On pourra passer avec... Merci beaucoup. Avec la
3 preuve de l'AHQ-ARQ.

4

5 PREUVE DE L'AHQ-ARQ

6

7 Me STEVE CADRIN :

8 Bonjour, Maître Cadrin ici.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Bonjour, Maître Cadrin.

11 Me STEVE CADRIN :

12 Alors, je pense que monsieur Raymond se joint à
13 nous en ce moment.

14 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

15 Bonjour. Bonjour.

16 Me STEVE CADRIN :

17 Est-ce que tout fonctionne de votre côté, Monsieur
18 Raymond.

19 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

20 Moi, ça va.

21 Me STEVE CADRIN :

22 Parfait. Alors, donc on peut... on peut procéder
23 peut-être... Alors, Steve Cadrin pour l'AHQ-ARQ.

24 Bonjour à tout le monde. Bonjour à la formation

25 également. Alors, bonjour à la Régie, à nos

1 collègues d'Hydro-Québec et aux autres
2 intervenants. Alors, Monsieur Raymond pourrait
3 peut-être être assermenté maintenant pour qu'on
4 puisse procéder à l'adoption de la preuve, s'il
5 vous plaît.

6
7 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-
8 cinquième (25e) jour du mois de mai, A COMPARU :

9
10 MARCEL PAUL RAYMOND, consultant en énergie, ayant
11 une place d'affaires au 2200, Harriet Quimby, Suite
12 110, Ville Saint-Laurent (Québec);

13
14 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
15 solennelle, dépose et dit :

16
17 INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

18 Q. **[47]** Alors, Monsieur Raymond, nous allons procéder
19 à l'adoption de la preuve décrite. Tout d'abord,
20 nous allons référer au document de... au mémoire
21 ou, en fait, à la preuve écrite principale, ce qui
22 est le document C-AHQ-ARQ-0029, de même que la
23 réponse à la demande de renseignements numéro 1 de
24 la Régie qui est la même cote, mais 32.

25 Également, la réponse, je ne sais pas si on

1 la qualifie de demande de renseignements, mais du
2 moins à la demande de la Régie que nous avons reçue
3 le douze (12) mai deux mille vingt et un (2021).
4 Donc, ce document porte la même cote avec la fin
5 numérique 34.

6 Et finalement la présentation que nous
7 avons déposée ce matin, que vous allez nous livrer
8 dans quelques instants, qui porte toujours sous la
9 même cote, mais 35 cette fois-ci.

10 Est-ce que vous avez participé ou rédigé
11 ces documents? Est-ce que vous les adoptez pour
12 tenir lieu à votre preuve écrite en la présente
13 instance, Monsieur Raymond?

14 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

15 R. Oui.

16 Q. **[48]** Alors, je vous invite maintenant à procéder à
17 votre présentation, si vous êtes prêt. Et on
18 pourrait peut-être faire afficher la document,
19 Madame... Merci, Madame Lebuis. Et je pense qu'il y
20 a un autre document, Monsieur Raymond, que vous
21 vouliez avoir pas trop loin tout à l'heure. Alors,
22 je clique sur « muet » et je vous laisse aller.

23 R. Merci. Bonjour aux Membres de la Formation et à
24 toutes les personnes à l'écoute. Alors, Madame
25 Lebuis, oui, on va travailler avec ce document-là

1 qui est à l'écran présentement. Mais si vous
2 pouviez garder pas trop loin, pour l'utiliser plus
3 tard, notre mémoire, qui est la pièce C-AHQ-ARQ-
4 0029.

5 Donc, commençons avec cette présentation et
6 allons tout de suite à la page 2, s'il vous plaît.
7 Donc, nous allons reprendre très sommairement les
8 sujets du mémoire, et avec des mises à jour, s'il y
9 a lieu, suite aux audiences que nous avons depuis
10 une semaine.

11 La première... le premier point, c'est de
12 vérifier l'harmonisation avec les crédits
13 applicables à l'option de l'électricité
14 interruptible et à l'option de crédit hivernal. La
15 deuxième, c'est de démontrer notre proposition
16 d'appui financier dégressif qui, elle, est
17 harmonisée. En trois, on va parler de l'appui
18 financier pour les participants ayant un profil de
19 consommation atypique. En quatre, quelques mots sur
20 le montant d'appui financier minimal. En cinq, un
21 retour sur l'analyse économique et sa sensibilité.
22 Et en six, quelques conclusions.

23 Et je vous annonce tout de suite que de...
24 que nos huit recommandations du mémoire seront
25 maintenues.

1 Donc, allons au premier point et à la
2 prochaine diapo, merci. Alors, vous voyez en rouge,
3 c'est le libellé de notre recommandation, du
4 mémoire où nous recommandons à la Régie, de prendre
5 acte que la proposition de tarif dégressif du
6 Distributeur n'est pas harmonisée avec l'OÉI. Et
7 ainsi, ne respecte pas l'ordonnance de la Régie au
8 paragraphe 272 de sa décision D-2019-164.

9 Quelques commentaires, ici, suite à ce
10 qu'on a entendu lors des audiences, à date. Alors,
11 l'harmonisation, nous soumettons qu'elle ne doit
12 pas être basée seulement sur le prix, puisqu'elle
13 ne peut pas faire abstraction du service rendu et
14 des modalités qui, elles, peuvent être différentes
15 d'un moyen à l'autre.

16 Alors, il faut prendre en compte ces
17 différences-là. Et... donc, contrairement à ce
18 qu'on a pu voir, là... où, par exemple... le
19 Distributeur a mentionné ces principes-là le dix-
20 huit (18) mai et le dix-neuf (19) mai, aux
21 références que vous voyez à l'écran. Et, nous
22 ajoutons qu'il ne suffit pas d'analyser uniquement
23 des situations fort improbables et difficilement
24 comparables, comme nous le montrerons tantôt avec
25 quelques graphiques. Donc, l'harmonisation, à notre

1 point de vue, n'était pas respectée par la
2 proposition du Distributeur.

3 Prochaine page, s'il vous plaît, où... Bon,
4 maintenant, notre proposition d'appui financier
5 dégressif. Donc, dans l'appui financier dégressif,
6 il y a... on peut dire qu'il y a deux dimensions.
7 La première, c'est la définition des strates et la
8 deuxième, c'est les montants qu'on accorde à chaque
9 strate. Les montants de dollars par kilowatt.

10 Donc, notre recommandation numéro 2, on
11 recommande à la Régie de retenir la définition des
12 strates de réduction de puissance proposée par le
13 Distributeur pour l'appui financier dégressif,
14 incluant la fixation à quinze kilowatts (15 kW) par
15 abonnement du seuil minimal de réduction de
16 puissance. Il y a eu des discussions au cours des
17 derniers jours sur ce fameux quinze kilowatts
18 (15 kW). Et l'AHQ-ARQ n'aurait pas d'objection à ce
19 que ce seuil-là soit abaissé, là, en autant que ce
20 soit possible de le faire de façon pratique.

21 Nous avons écouté les discussions sur la
22 complexité d'envoyer des courriels. Alors,
23 évidemment, on est un peu consternés d'entendre que
24 c'était compliqué d'envoyer les courriels à des
25 milliers de personnes, là, étant entendu que déjà,

1 dans le crédit hivernal, il y a soixante mille
2 (60 000) personnes qui reçoivent ces courriels-là
3 sans... sans problème apparent. Alors, nous pensons
4 que la question des courriels est une... un
5 obstacle qui peut assez facilement être contourné.

6 Allons à la prochaine page, où nous allons
7 maintenant dans la définition de... des appuis
8 financiers pour chacune des strates. Alors, ici,
9 toujours notre recommandation, c'est de retenir la
10 proposition qui apparaît au tableau AHQ-ARQ
11 reproduit ici, qui provient de notre mémoire, à la
12 page 16. Donc, c'est un appui financier qui est
13 basé sur les... sur les clients de l'hiver deux
14 mille dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020), tout
15 comme l'a fait le Distributeur. Mais, par contre,
16 basé sur l'appui financier dégressif que l'AHQ-ARQ
17 propose pour l'ensemble des compteurs, justement,
18 de cet hiver deux mille dix-neuf (2019) ou deux
19 mille vingt (2020).

20 Bon. La Régie, dans sa décision 2019-164
21 avait comme cadré ce qu'on peut faire, là, avec
22 trois conditions. La première condition, c'est que
23 la moyenne des appuis soit de soixante dollars du
24 kilowatt (60 \$/kW). La deuxième, c'est qu'il y ait
25 un appui dégressif et le troisième, c'était

1 l'harmonisation avec les autres programmes et
2 options.

3 Donc, nous parlerons d'harmonisation plus
4 tard, mais ici, notre... on peut dire, notre défi
5 mathématique était de trouver des chiffres, là, à
6 la colonne « appui financier dégressif », dont les
7 calculs qui apparaissent à droite nous donnent une
8 moyenne de soixante dollars (60 \$), alors nous
9 avons reproduit ici, les mêmes calculs que le
10 Distributeur, et vous voyez que notre
11 recommandation amène, respecte la contrainte du
12 soixante dollars (60 \$). Nous avons donc haussé à
13 soixante-quinze dollars (75 \$) l'appui pour la
14 première strate et baissé graduellement pour les
15 autres strates pour arriver à vingt dollars (20 \$)
16 pour la dernière strate, ce qui correspond
17 exactement, le vingt dollars (20 \$), à ce que la
18 Régie, dans sa décision D-2019-164 avait mentionné
19 à titre illustratif.

20 Et nous supposons que la mention que la
21 Régie avait faite, bien, était basée sur le respect
22 de l'harmonisation avec les autres options et
23 programmes.

24 Donc, c'est notre recommandation, vous la
25 voyez en jaune, là, pour les montants accordés à

1 chacune des strates.

2 Maintenant si on passe à la prochaine, on
3 va regarder en détail ou... pas en détail, mais
4 avec vous, trois cas possibles que nous avons
5 analysés pour vérifier l'harmonisation, d'une part
6 et pour justifier notre proposition d'appui
7 financier dégressif.

8 Alors, premièrement, nous avons comparé,
9 c'est la figure qui apparaît toujours à notre
10 mémoire, à la page 16. Celle-ci, la numéro 4, nous
11 avons comparé un plus petit client, si on veut ou
12 un plus petit abonnement entre quinze (15) et deux
13 cents kilowatts (200 kW), avec le crédit hivernal
14 et on a comparé avec notre proposition.

15 Alors, si on regarde la courbe en jaune
16 orange, c'est vraiment le crédit hivernal qui
17 fournit donc un montant qui varie entre zéro et
18 tout ça, c'est en dollar par kilowatt (\$/kW), donc,
19 qui varie de zéro, pour aucune heure d'utilisation
20 à cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) pour cent
21 heures (100 h) d'utilisation. Alors, et dans ce
22 cas-ci, c'est vraiment une ligne droite qui
23 s'applique.

24 Maintenant, et vous le verrez dans le
25 mémoire, nous constatons que pour le crédit

1 hivernal et pour l'option dans cette strate-là, les
2 modalités sont semblables, à quelques exceptions
3 près. Par contre, le Distributeur nous dit que
4 l'option, quand on dit l'option, c'est vraiment
5 l'option de GDP dont on discute ici, elle est plus
6 risquée, elle est plus pénalisante et ses coûts
7 récurrents sont plus élevés. Donc, on pourrait
8 s'attendre à ce que l'option obtienne un crédit
9 plus élevé.

10 Alors, vous voyez ce qu'on voit maintenant,
11 la ligne bleue ou bien donc la courbe ou la ligne
12 bleue qui est en deux parties, c'est la proposition
13 du Distributeur et notre proposition, elle est de
14 hausser cette tranche-là à soixante-quinze dollars
15 (75 \$), donc, nous compensons plus cette strate-là,
16 du fait que l'option est plus risquée et plus
17 pénalisante et que les coûts récurrents sont plus
18 élevés.

19 Bon, le Distributeur nous avait dit : bien
20 avec ça, il peut y avoir une cannibalisation avec
21 le crédit hivernal. Maître Cadrin a posé des
22 questions le dix-sept (17) mai et le Distributeur,
23 en fait, on a conclu avec ce que le Distributeur
24 nous a dit que dans le crédit hivernal, il faut
25 savoir qu'il y a environ peut-être trois cent

1 cinquante (350) clients sur les... de mémoire, les
2 dix-huit mille (18 000) ou vingt mille (20 000)
3 clients, là, qui... et je réfère à l'hiver deux
4 mille dix-neuf deux mille vingt (2019-2020), là,
5 qui auraient accès au GDP Affaires. Alors, c'est
6 très peu de clients puis ce que le Distributeur
7 nous a dit, bien, qui était déjà dans les suivis,
8 là, c'est à peu près zéro virgule huit kilowatts
9 (0,8 kW) par client.

10 Alors, on parle de peut-être trois cents
11 kilowatts (300 kW) de clients qui pourraient passer
12 de un à l'autre. Alors, trois cents kilowatts
13 (300 kW) sur les... on parle maintenant de dizaines
14 de mégawatts. Nous considérons que la crainte de la
15 cannibalisation ne serait pas fondée.

16 Donc, ici dans cas-ci, on recommande donc
17 une rémunération plus élevée pour tenir compte des
18 risques et des pénalités et des coûts récurrents.

19 Passons maintenant à un deuxième cas où on
20 a un client qui a un abonnement qui nous fournirait
21 un effacement un peu plus élevé. La prochaine
22 diapo.

23 Alors, ici, on parle d'un client qui nous
24 donnerait un effacement de trois mille kilowatts
25 (3000 kW). Maintenant, un client qui donnerait

1 trois mille kilowatts (3000 kW), bien évidemment,
2 on ne peut pas le comparer avec le crédit hivernal
3 qu'on a fait tantôt, mais il correspond plutôt à
4 l'option II de l'option d'électricité interruptible
5 pour la moyenne puissance.

6 Si on regarde toujours la ligne jaune
7 orange qui est le programme OÉI moyenne puissance,
8 option II, donc, si on applique la formule qui
9 apparaît au tarif, alors, il y a un crédit minimum
10 de dix dollars du kilowatts (10 \$/kw) à partir de
11 zéro heure (0 h) jusqu'à vingt-neuf dollars du
12 kilowatt (29 \$/kW) si on va à cent heures (100 h).

13 Et puis, la proposition du Distributeur en
14 bleu, pour cet exemple-là, correspond à environ
15 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW).

16 Donc, première constatation, bien il y a
17 peu d'harmonisation entre la ligne bleue ou la
18 courbe bleue et la courbe jaune orange qui n'est
19 effectivement pas une ligne droite, parce qu'il y a
20 un tarif qui évolue dépendant du nombre d'heures
21 d'utilisation.

22 Donc, pas d'harmonisation, malgré que dans
23 ce cas ici, les modalités sont semblables. Alors,
24 comme les modalités sont semblables, on
25 s'attendrait à avoir des compensations qui

1 devraient être semblables.

2 Alors, on voit que notre proposition en
3 gris a pour effet d'abaisser le crédit à accorder à
4 cette tranche de clientèle ou d'abonnement.

5 Maintenant, passons à la diapo suivante où
6 nous conservons la même courbe que je viens de vous
7 présenter. Maintenant, j'ai mis en jaune entre
8 guillemets le fameux « quarante-cinq virgule
9 quarante (45,40 \$/kW) ».

10 Alors, dès le dépôt de la preuve du
11 Distributeur, nous avons soulevé cette
12 préoccupation comme quoi que pour nous simplement
13 de mentionner que la dernière tranche de l'appui
14 dégressif proposé par le Distributeur de quarante-
15 cinq dollars (45 \$/kW) se comparaît au quarante
16 dollars (40 \$/kW) qui est la dernière tranche de
17 l'option d'OÉI pour non pas moyenne puissance, mais
18 pour tarif LG, bien, on a déjà mentionné que ça
19 nous semblait une comparaison peu crédible.

20 Et bon, on voit que le dix-sept (17) mai,
21 le Distributeur est revenu plusieurs fois sur cette
22 fameuse comparaison.

23 Alors, premièrement, le « quarante-cinq
24 dollars par kilowatt (45 \$/kW) » qu'on a mis entre
25 guillemets toujours à la marge pour l'option, bien

1 ce n'est pas quarante-cinq dollars du kilowatt
2 (45 \$/kW) à la marge. C'est plutôt de l'ordre de
3 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) dans ce cas
4 ici comme vous voyez la courbe bleue.

5 Parce qu'on a tous compris que le quarante-
6 cinq dollars du kilowatt (45 \$/kW), ce n'est pas ce
7 que recevaient les clients qui sont dans la strate
8 de plus de dix-huit cents kilowatts (1800 kW), mais
9 qu'ils reçoivent, un peu comme monsieur Laflamme
10 l'a montré tantôt, ils reçoivent tant pour la
11 première tranche plus tant pour la deuxième et
12 caetera.

13 Donc, en moyenne, dans le cas qui nous
14 intéresse ici, on ne parle pas de quarante-cinq
15 dollars (45 \$/kW), mais on parle de cinquante
16 (50 \$/kW).

17 Ensuite, parlons du fameux quarante
18 (40\$/kW). Alors, le quarante (40\$/kW) pour cent
19 heures (100 h) qui s'applique pour l'option tarif
20 LG, bien ce n'est pas le même taux qui s'applique
21 pour l'option dont on parle ici. L'option II de
22 l'option de l'électricité interruptible moyenne
23 puissance qui doit servir de comparaison dans ce
24 cas-ci.

25 Alors, le fameux quarante (40\$/kW) pour

1 cent heures (100 h), bien ce n'est pas quarante
2 (40\$/kW), c'est vingt-neuf dollars (29 \$/kW) pour
3 cette option-ci, puis vous voyez sur la courbe
4 jaune orange, à la valeur de cent heures (100 h),
5 vous voyez le montant de vingt-neuf dollars
6 (29 \$/kW). Je pense que c'est vingt-neuf dollars
7 dix sous (29,10 \$/kW) quelque chose comme ça.

8 Maintenant, si vous regardez les
9 historiques des options d'électricité
10 interruptibles des dernières années, bien, on
11 parle, certaines années, c'est zéro. Et disons, on
12 peut voir que, en gros, on parle plutôt de vingt-
13 cinq (25) heures par hiver. Et d'un autre côté, le
14 Distributeur nous a dit, pour les besoins de son
15 analyse économique, bien, qu'il prévoyait plutôt de
16 l'ordre de cinquante (50) heures pour les années à
17 venir, sans qu'il y ait de l'analyse détaillée sur
18 cette hypothèse-là.

19 Alors, un peu comme j'ai dit tantôt, il
20 faudrait comparer des choses comparables. Alors, si
21 on regarde sur la courbe qu'il y a à droite, sur le
22 graphique, à cinquante (50) heures. Et puis j'ai
23 quand même pris les données dans le chiffrier
24 correspondant. Alors, pour cinquante (50) heure,
25 l'OÉI moyenne puissance vous donnerait dix-neuf

1 dollars du kilowatt (19 \$/kW). Et pour vingt-cinq
2 (25) heures, qui est le cas le plus fréquent
3 récemment, on parle de quatorze dollars du kilowatt
4 (14 \$/kW).

5 Notre conclusion, c'est que le quarante-
6 cinq (45) versus quarante (40) dont on a entendu à
7 plusieurs reprises, bien, dans le cas ici qui nous
8 intéresse de trois mille kilowatts (3000 kW), on
9 devrait plutôt parler de cinquante (50) versus
10 quatorze (14). Donc, est-ce que c'est harmoniser?
11 Selon nous, non. O.K. Puis on le voit sur la courbe
12 de toute façon, sur les courbes. On voit le grand
13 écart entre la courbe en bleu et la courbe en jaune
14 orange. Nous concluons que ce n'est pas harmonisé
15 avec une analyse que je qualifierais de plus
16 complète que l'analyse simpliste que nous a offerte
17 le Distributeur.

18 Maintenant, si on va à la page suivante,
19 nous avons un cas un peu plus, d'un client, un
20 abonnement qui nous offre un effacement de six
21 mille kilowatts (6000 kW). Alors, celui-là, bien,
22 on doit le comparer avec l'option 1 de l'Option de
23 l'électricité interruptible pour le tarif LG. Nous
24 avons donc toujours, en jaune orange, c'est l'offre
25 de l'électricité interruptible, le tarif LG. On

1 voit que la rémunération varie entre zéro heure où
2 on a un crédit fixe jusqu'à cent (100) heures où on
3 a un crédit de quarante dollars du kilowatt
4 (40 \$/kW). Puis encore là, cette courbe-là n'est
5 pas tout à fait linéaire, parce que justement les
6 strates ont des valeurs différentes, à la hausse.

7 Bon. Alors, la courbe en bleu nous montre
8 ce que le Distributeur propose. Et puis on voit
9 que, encore là, c'est toujours plus élevé que ce
10 que l'OÉI nous fournit, et surtout pour les
11 périodes d'utilisation prévisibles qui sont entre
12 zéro et cinquante (0-50) heures. Donc, nous
13 abaissons... En abaissant la strate, l'appui
14 financier de la dernière strate, notre proposition
15 apparaît toujours à la ligne grise où on voit qu'il
16 y a une... en fait, il y a encore une meilleure
17 compensation pour les, on va dire la zone payante,
18 la zone entre zéro et cinquante (0-50) heures, le
19 GDP est encore plus avantageux que l'Option de
20 l'électricité interruptible. Alors, on a concentré
21 notre analyse sur cette zone de plus forte
22 probabilité, étant entendu que, pour les cent (100)
23 heures, du moins dans un avenir prévisible, il y a
24 une probabilité très faible, sinon inexistante
25 qu'on se retrouve là.

1 Et aussi ce que vous verrez dans le
2 mémoire, c'est que, pour l'Option de l'électricité
3 interruptible, les modalités sont plus
4 contraignantes. Alors, oui, l'Option de
5 l'électricité interruptible peut être disponible
6 plus souvent, avec moins de contraintes que le GDP.
7 Et surtout, l'Option de l'électricité interruptible
8 a un délai d'appel de seulement deux heures. Alors
9 que, dans le cas du GDP, si on veut un GDP du
10 matin, on doit le prévoir la veille, et un peu plus
11 d'heures si on veut le prévoir seulement pour un
12 après-midi, un peu plus d'heures que l'OÉI.

13 Donc, on devrait avoir, il serait normal
14 qu'on ait une rémunération plus élevée pour
15 l'Option de l'électricité interruptible que pour le
16 GDP Affaires. Ce qui a donc... qu'on a pris compte
17 dans notre établissement de notre proposition qui
18 apparaît à la ligne grise.

19 Et je reviens un peu sur ce qu'on a dit
20 tantôt à la diapo précédente, le fameux quarante-
21 cinq (45) versus quarante (40). Mais, le quarante-
22 cinq (45), on parle ici plutôt de quarante-huit
23 (48), si vous voyez la ligne bleue. Et le quarante
24 dollars par kilowatt (40 \$/kW), qui s'applique pour
25 le cent (100) heures, fort improbable, est plutôt

1 de vingt-cinq dollars du kilowatt (25 \$/kW) pour
2 cinquante (50) heures. Et le dix-huit dollars du
3 kilowatt (18 \$/kW) pour vingt-cinq (25) heures, des
4 chiffres qu'on verrait sur la courbe orange.

5 Donc, ici, nous concluons que le quarante-
6 huit (48), ce n'est pas quarante-cinq (45) versus
7 quarante (40), mais quarante-huit (48) versus dix-
8 huit (18), pour le cas qui se présente le plus
9 fréquemment, de vingt-cinq (25) heures.

10 On peut passer à la prochaine diapo pour le
11 prochain sujet. Alors, nous avons vraiment analysé
12 en détail l'appui financier pour les participants
13 ayant un profil de consommation atypique. À ce
14 stade-ci, Madame la Greffière, on pourrait montrer
15 notre mémoire, la pièce 29, à la page 28, s'il vous
16 plaît. Et, montez, pour voir plutôt la dernière
17 section du tableau. Merci.

18 Alors, ici, nous avons une modification. Ce
19 n'est pas une correction. Ah, bravo! Ce n'est pas
20 une correction, c'est plutôt une modification qui
21 est rendue nécessaire suite à une correction du
22 Distributeur.

23 Alors, les informations sur les dates...
24 Alors, vous voyez pour le dernier hiver deux mille
25 vingt, deux mille vingt et un (2020-2021), à la

1 pièce B-0103, la page 9, nous, on a pris ces dates-
2 là... les dates, oui, à la page 9, au tableau
3 R-2.6-D. Le Distributeur nous disait qu'il y avait
4 eu un appel de GDP, ou un événement de pointe
5 critique, le vingt (20) janvier deux mille vingt et
6 un (2021) AM. Donc, c'est sur quoi on a basé notre
7 tableau.

8 Maintenant, à l'engagement numéro 1, la
9 semaine dernière, à la pièce B-0140, à la page 3,
10 au tableau E-1, nous voyons apparaître que,
11 finalement, ce n'était pas le vingt (20) janvier,
12 c'était plutôt le vingt et un (21) janvier deux
13 mille vingt et un (2021) AM, où on a eu un
14 événement de pointe critique. Donc, il y avait une
15 correction de la part du Distributeur. Et ce vingt
16 et un (21) janvier correspond aussi avec un exemple
17 que nous a montré monsieur Charette de l'ASSQ,
18 provenant de... d'un véritable client.

19 Alors, pour s'adapter à cette correction,
20 simplement vous indiquer que le vingt et un (21)
21 janvier deux mille vingt et un (2021), qui
22 remplacerait la ligne « 20 janvier 2021 AM », là,
23 la température à Dorval n'était pas de moins dix
24 (-10), selon, toujours, les statistiques
25 d'Environnement Canada, mais était de moins douze

1 degrés Celsius (-12 °C). Et la dernière colonne,
2 l'effet éolien, ne serait pas de moins treize
3 (-13), mais de moins dix-neuf (-19).

4 Donc, avec moins douze (-12), au lieu de
5 moins dix (-10), nous aurions toujours cette
6 cellule-là en jaune, selon le critère que nous
7 avons retenu. Et cet appel-là du vingt (20) janvier
8 deux mille vingt et un (2021) demeure toujours, à
9 notre avis, inexpliqué, étant donné ces
10 températures-là. Donc, à moins d'une explication
11 autre que... nous n'avons malheureusement pas pu
12 obtenir, là, lors du contre-interrogatoire.

13 Alors, nous présumons pour l'instant que
14 cet appel-là aurait, à moins d'avis contraire ou
15 une démonstration contraire, pu être évité. Ce qui
16 nous amène à notre recommandation... Aussi, Madame
17 la Greffière, vous pouvez montrer la page 27
18 précédente... où au point V, en chiffres romains,
19 mais évidemment, ce ne serait pas le dix-neuf (19)
20 janvier, ce serait le vingt (20) janvier. Et au
21 paragraphe suivant - 6 - ce serait le vingt et un
22 (21) janvier, pour se conformer à ce qu'on vient de
23 dire.

24 Maintenant, revenons à notre présentation.
25 Une des raisons pourquoi on a présenté ce tableau-

1 là que je viens de vous montrer, c'est que... si le
2 Distributeur fait des appels, que nous avons
3 appelé, de « validation », comme on nous a indiqué
4 qu'il y avait eu lieu dans le cadre du crédit
5 hivernal, mais, ce n'était pas... il ne pouvait pas
6 y avoir un effet pervers et ce n'était pas à
7 l'avantage des clients de consommation atypique.
8 Ils pouvaient être pénalisés pour ces essais-là ou
9 pour des appels qui pouvaient... qui pourraient
10 s'avérer évitables, ce que nous saurons plus en
11 avril deux mille vingt-deux (2022), lorsque nous
12 aurons les suivis déposés par le Distributeur, dans
13 le cadre de l'entente globale cadre. Alors nous
14 proposons quelque chose qui pourrait éviter cet
15 effet-là, cet effet indésirable.

16 Et maintenant donc en analysant les... le
17 calcul... l'établissement des courbes de référence,
18 nous sommes satisfaits de ce que le Distributeur
19 nous a présenté de sa façon d'établir les courbes
20 de référence et de la façon de choisir laquelle
21 s'appliquerait à un cas en particulier avec les
22 informations qu'on nous a fournies.

23 Par contre, nous avons été un peu étonnés
24 de comprendre ou d'apprendre que pour chacun de ces
25 abonnements-là, on parle de douze cents (1200)

1 abonnements à treize cents (1300) maintenant, il y
2 avait une analyse visuelle qui devait être faite
3 pour établir le nombre de courbes et la bonne
4 courbe à utiliser dans un cas précis. Alors
5 évidemment ça a été un peu une surprise. Par
6 contre, bon, nous sommes... cette préoccupation a
7 été atténuée par le fait que les clients peuvent
8 avoir accès aux intrants et aux résultats détaillés
9 de l'exercice pour les cas qui les concernent, ce
10 que le Distributeur a confirmé le dix-sept (17) mai
11 vingt vingt et un (2021).

12 Vous voyez entre parenthèses, là, le
13 chiffre de douze cents (1200) qui apparaît à notre
14 recommandation. Maintenant on... on a su avec la B-
15 141 qu'en vingt vingt et un (2021) c'était plutôt
16 treize cents (1300) abonnements qui avaient plus
17 qu'une courbe de référence.

18 Alors prochaine diapo. Merci. Alors ce qui
19 nous amène à notre recommandation numéro 5, où on
20 recommande à la Régie de demander au Distributeur
21 d'inclure la description détaillée de la méthode de
22 calcul utilisée dans le cas des abonnements ayant
23 un profil de consommation atypique dans les Tarifs
24 d'électricité ou à tout le moins de faire référence
25 à un document explicatif que le lecteur pourra

1 consulter, par exemple, sur le site Internet
2 d'Hydro-Québec.

3 Bon. Et évidemment cette description
4 détaillée de la méthode de calcul dans les Tarifs
5 et conditions était basée sur une demande de la
6 Régie.

7 Alors nous avons donc donné notre
8 compréhension de ce que pourrait être cette
9 description-là. Alors dans la pièce C-AHQ-ARQ-0032
10 en réponse à la demande de renseignements numéro 1
11 de la Régie. Et suite aux audiences, nous
12 considérons que les modifications à l'article 4.74
13 que le Distributeur a proposées suite à... dans le
14 fond, à notre réponse à la DDR numéro 1, qui
15 apparaît à la pièce B-139 et qui a été présentée le
16 dix-sept (17) mai deux mille vingt et un (2021), ne
17 sont pas suffisantes, là. Alors ce que nous avons
18 recommandé dans la pièce 32, notre pièce 32 nous
19 semble plus clair et plus complet.

20 Par contre, le dix-sept (17) mai bien le
21 Distributeur a dit qu'il acceptait de présenter les
22 exemples sur le site Internet d'Hydro-Québec. Et
23 dans notre DDR... la réponse à la DDR numéro 1 de
24 la Régie, bien nous avons donné des pièces du
25 dossier actuel que nous pensions qui étaient des

1 exemples qui pourraient apparaître sur le site Web
2 d'Hydro-Québec.

3 Maintenant prochaine diapo, notre
4 recommandation numéro 6, toujours sur le même
5 sujet. Alors pour éviter l'effet pervers dont on
6 parlait tantôt et pour récompenser les clients qui
7 sont... qui fournissent un service je dirais de
8 disponibilité pour le Distributeur. Alors nous
9 recommandons de retenir à l'issue de chaque hiver
10 un appui financier plancher qui équivaut à
11 cinquante pour cent (50 %) du produit de
12 l'effacement attendu d'un participant - on va en
13 parler un peu plus tantôt - qui correspond à ce que
14 le Distributeur nous a dit, là, une évaluation de
15 la réduction de puissance qu'il pouvait faire au
16 début de l'hiver, donc un appui qui équivaut à
17 cinquante pour cent (50 %) du produit de cet
18 effacement attendu et du crédit applicable pour la
19 période d'hiver. Alors le crédit applicable c'est,
20 tel que défini à l'article 4.80 des Tarifs, qui est
21 donc le fameux crédit dégressif.

22 Alors ici les justifications apparaissent
23 et l'explication apparaît dans le mémoire et on
24 comprend que le Distributeur, au début d'un hiver,
25 est en mesure d'évaluer ce que chaque client lui

1 apporte à son bilan de puissance. Et c'est ce qu'il
2 nous a dit. Et on comprend que le Distributeur peut
3 très bien, avec les outils qu'il a et qu'on
4 connaît, il peut très bien évaluer l'effacement
5 attendu ou la valeur pour le bilan de puissance
6 qu'un participant, qui, historiquement, a pu fermer
7 son abonnement à une date donnée, par exemple, fin
8 janvier.

9 Donc, le Distributeur est en mesure de
10 faire toutes ces évaluations-là, sinon, bien son
11 bilan de puissance ne serait pas précis ou ne
12 serait pas valide.

13 Alors, c'est... notre recommandation est
14 basée là-dessus, mais je vous réfère au mémoire
15 pour les justificatifs et les explications
16 détaillées.

17 Bon, deuxième phrase : il est à noter que
18 le Distributeur conserve la possibilité de ne pas
19 verser de crédit s'il n'y a aucune réduction de
20 puissance pour plus de quatre événements de pointe
21 critique au cours d'un hiver. Et on a précisé avec
22 un texte modifié par le Distributeur qu'il propose,
23 que ceci s'appliquerait seulement pour les
24 abonnements actifs, non fermés. Ce qui, à notre
25 avis est tout à fait logique.

1 Maintenant, prochain point, avant-dernier
2 point, c'est le montant d'appui financier.

3 Alors, donc, si notre proposition numéro 6
4 qui précède n'était pas appliquée ou retenue, nous
5 recommandons subsidiairement que la Régie retienne
6 la formule suivante pour le calcul du MAFM : alors,
7 le moindre des deux montants suivants, soit
8 l'effacement attendu multiplié par le crédit
9 applicable pour la période d'hiver ou encore le
10 vingt mille dollars (20 000 \$).

11 Bon, alors ici, j'ai mis en plus foncé ce
12 qui était l'effacement attendu. Donc, l'effacement
13 attendu, comme on a dit tantôt, c'est ce que le
14 Distributeur calcule au début de l'hiver comme
15 étant ce qu'il met dans son bilan de puissance pour
16 chacun des clients.

17 Et ce n'est pas l'effacement qu'aurait
18 proposé le client, O.K. Donc, il y a eu un
19 changement là-dessus, là, ce n'était plus... le
20 client ne fournit plus... la Régie a posé quelques
21 questions là-dessus, donc, le client ne fournit
22 plus une évaluation de ce qu'il va donner comme
23 réduction, c'est l'Hydro, Hydro-Québec qui est le
24 Distributeur qui fait cette évaluation-là.

25 Et on peut voir qu'à AHQ-ARQ-34, à la page

1 2 et 3, bien nous avons fourni les réponses à la
2 Régie sur cette formule-là.

3 Maintenant, lorsqu'invités, là, je pense
4 que c'est pendant la formation ou par maître
5 Gariépy, à commenter notre... cette recommandation-
6 là, le Distributeur a mentionné, le dix-neuf (19)
7 mai, aux pages 165 et 167, que bon, qu'il était...
8 il y avait le mot utopique je pense que madame
9 Caron utilisait pour mentionner que c'était
10 utopique de penser que les estimations ne
11 correspondent pas au réel. Alors, en lisant ça, je
12 comprends, on est à la page 165, qu'elle parle des
13 estimations des clients, mais maintenant, on n'a
14 plus besoin de ces estimations-là et le client ne
15 les fournira plus.

16 Alors, ce qui m'indique que peut-être que
17 le Distributeur, en commentant notre proposition,
18 pensait toujours que l'effacement attendu provenait
19 non seulement... non pas du Distributeur mais du
20 client. Et je continue, la page 166.

21 D'autre part à partir du moment où on
22 commence à introduire dans l'option
23 tarifaire des éléments qui permettent
24 au client de venir affecter leur
25 rémunération par la déclaration de

1 l'effacement qu'il compte réaliser,
2 non pas à l'effacement réalisé mais de
3 ce qu'ils attendent faire, là il faut
4 s'attendre à devoir faire d'autres
5 modifications qui affectent la logique
6 de base de l'option.

7 Alors là, encore là, nous soumettons que la
8 prémisse de cette réponse-là de madame Caron elle
9 est inexacte. Donc, on ne demande pas au client de
10 nous demander combien il pense qu'il va effacer.

11 Et un peu plus bas, à la ligne 16 de la même page
12 166, on dit :

13 Le client a fait des représentations
14 quant à un effacement qu'il souhaite
15 réaliser et qui a des conséquences
16 financières à son avantage dans le cas
17 où la GDP n'est pas appelée.

18 Alors, aussi, bien je pense qu'on base cette
19 réponse-là du Distributeur sur des fausses
20 prémisses.

21 Alors, nous concluons que la compréhension
22 du Distributeur n'était pas exacte suite à ce que
23 nous avons présenté ici dans notre mémoire et dans
24 la pièce C-AHQ-ARQ-0034.

25 Allons maintenant au dernier point qui, je

1 dirais, a fait couler beaucoup d'encre de diverses
2 personnes.

3 Alors, nous maintenant notre recommandation
4 de prendre acte que le coût évité de long terme en
5 puissance devrait être appliqué à compter de
6 l'hiver vingt/vingt-six vingt vingt-sept (2026-
7 2027) dans l'analyse économique et non pas à
8 compter de vingt vingt-quatre/vingt vingt-cinq
9 (2024-2025), comme l'affirme le Distributeur. Et là
10 aussi nous avons fourni des précisions suite à la
11 demande de renseignements no 1 de la Régie.

12 Il y a un petit point qui nous a une petit
13 peu fait sursauter lors des audiences, le dix-huit
14 (18) mai vingt vingt et un (2021). Je pense que
15 c'est madame Hudon qui nous a dit « Bien, si on a
16 besoin de cinquante mégawatts (50 MW) on va aller
17 en chercher cinq cents (500 MW) pour avoir quelque
18 chose de plus structurant. ».

19 Alors, ça, je vous avoue que comme
20 représentant d'un client qui va éventuellement, à
21 partir de deux mille vingt-cinq (2025), payer pour
22 ces mégawatts-là, bien c'est un petit peu étonnant.
23 Bien, c'est un peu étonnant. Pour le client ce
24 n'est pas tellement rassurant.

25 Pour le Distributeur, bien je comprends que

1 ça va bien d'en acheter plus quand c'est quelqu'un
2 d'autre qui contribue à ces mégawatts-là à les
3 payer, mais disons que ça nous a étonnés un petit
4 peu.

5 On voit toujours cette culture-là chez le
6 Distributeur de dire « Bon tant qu'à en acheter on
7 va en acheter plus. » toujours en pensant que nos
8 prévisions vont se concrétiser.

9 Alors, dans les bilans de puissance
10 n'oublions pas qu'il y a des critères de réserve.
11 Il y a des réserves pour traiter des incertitudes.

12 Alors, évidemment, nous ne sommes pas
13 d'accord avec cette approche d'en acheter plus tant
14 qu'à être là et ce genre d'attitude-là peut nous
15 amener un autre dossier comme un TCE qu'on a vécu
16 dans le passé.

17 Et en passant, bien le cinquante (50 \$/kW)
18 où j'en ai parlé un peu dans réponse à la demande
19 de renseignements de la Régie, bien plusieurs
20 personnes pensent quand on parle de contribution
21 des marchés de court terme, qu'on pense seulement
22 aux États-Unis, puis en Ontario, puis au Nouveau-
23 Brunswick, mais n'oublions pas qu'on a un beau
24 mille mégawatts (1000 MW) qui dort présentement au
25 Québec.

1 Si vous regardez les bilans du Producteur,
2 Hydro-Québec Production et si vous regardez les
3 prévisions qu'on a pour les dix (10) prochaines
4 années, donc on a des beaux mégawatts dans nos
5 belles centrales La Romaine etc. qui pourrait nous
6 fournir ces mégawatts-là, évidemment, en réponse à
7 des appels d'offres qui pourraient être des appels
8 d'offres de court terme comme il s'est fait dans le
9 passé pour un an ou deux.

10 Alors, c'est les commentaires sur cette
11 réponse du Distributeur et en conclusion, la
12 prochaine diapo.

13 Donc, vous aurez compris que nous
14 recommandons un appui financier selon l'échelle
15 dégressive variant entre soixante-quinze dollars du
16 kilowatt (75 \$/kW) et vingt dollars du kilowatt
17 (20 \$/kW) qui celle-ci, nous avons démontré que
18 c'était harmonisé avec les crédits hivernaux et les
19 options d'électricité interruptibles.

20 Nous proposons un appui financier plancher
21 pour un hiver donné à cinquante pour cent (50 %) de
22 la valeur pour HQD, soit le produit de l'effacement
23 attendu d'un participant et du crédit applicable
24 pour éviter les effets pervers qu'on a mentionnés
25 tout à l'heure.

1 questions.

2 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL :

3 Q. **[49]** Bonjour, Monsieur Raymond. À la page 4 de
4 votre mémoire, vous mentionnez, puis je vais lire
5 l'extrait, là, on n'a peut-être pas besoin de le
6 projeter.

7 La position de l'AHQ-ARQ envers
8 l'Option comporte deux volets. D'une
9 part, l'AHQ et l'ARQ veulent s'assurer
10 que les modalités de l'Option soient
11 intéressantes pour leurs membres qui
12 participent déjà ou qui pourraient
13 vouloir adhérer à l'Option.

14 Je termine ma citation là. Pouvez-vous nous
15 indiquer c'est quoi le profil justement des membres
16 soit de l'AHQ et de l'ARQ qui participent à la GDP
17 à laquelle vous réfèrez dans cet extrait?

18 M. MARCEL PAUL RAYMOND :

19 R. Alors, les membres auxquels on réfère, là, qu'on a
20 regardé un peu plus l'impact sur ces membres-là,
21 par exemple, par les calculs de consommation
22 atypique. Alors, si vous regardez dans nos demandes
23 d'intervention, dans les demandes d'intervention
24 dans ce cas-ci, bien il y a des stations de ski et
25 qui sont des membres de l'AHQ et/ou de l'ARQ.

1 en pensaient. Est-ce que vous avez sondé les
2 membres sur vous représentez?

3 R. Nous, nous n'avons pas nous-mêmes sondé les membres
4 que nous représentons. Par contre, nous avons pris
5 connaissance du sondage qui a été effectué sur un
6 sous-ensemble de ces membres-là que l'ASSQ a déposé
7 avec son mémoire. Donc, il y a certains de nos
8 membre qui ont été sondés et nous l'avons analysé,
9 eu ces commentaires-là, ces réponses-là.

10 Q. **[54]** O.K. Donc, je comprends de votre réponse que
11 vous ne l'avez pas fait, c'est ça, vous n'avez pas
12 sondé les autres membres de l'AHQ-ARQ qui
13 pourraient participer ou pourraient avoir un
14 intérêts à participer, à savoir qu'est-ce qui les
15 intéresserait comme... comme modalités, là?

16 R. Exact.

17 Q. **[55]** O.K. Je vais lire un autre extrait de votre
18 mémoire, mais malheureusement je n'ai pas
19 inscrit... Malheureusement, dans mes notes ici, je
20 n'ai pas fait, je n'ai pas inscrit la page, là,
21 mais il y a sûrement moyen de la trouver assez
22 rapidement. Donc, c'est un extrait qui est peut-
23 être un petit peu plus long, le paragraphe :

24 Pour comparer les deux options, il est
25 important de noter que leurs modalités

1 d'application en termes de délais
2 d'appel et d'heures d'utilisation sont
3 assez semblables à quelques exceptions
4 près. [...]
5 [...]
6 [...] Par conséquent, les
7 compensations devraient également être
8 semblables, ce qui n'est pas le cas
9 sauf pour le cas sans événement de
10 pointe critique (0 heure), tel que le
11 montre la figure précédente. L'AHQ-ARQ
12 en conclut que les deux options ne
13 sont pas harmonisées.

14 Bon. Avez-vous assisté à l'ensemble, avez-vous
15 assisté à l'assemble, justement, des témoignages
16 des représentants du Distributeur?

17 R. En passant, vous êtes à la page 9, là.

18 Q. **[56]** À la page 9? Bon. Bien. Merci. Oui.

19 R. Bien, si c'est... si c'est...

20 Q. **[57]** Oui. C'est possible.

21 R. Parce qu'il y a quelques paragraphes qui se
22 ressemblent, mais disons que j'ai supposé que vous
23 êtes à la page 9 pour l'option 2 de l'OÉI.

24 Q. **[58]** Oui.

25 R. Et est-ce que j'ai assisté à toutes les

1 présentations orales? Non parce que, comme on avait
2 mentionné à la Régie, on avait un conflit d'horaire
3 certaines journées avec un autre dossier Régie.

4 Mais quand même j'ai bien lu les notes sténos.

5 Q. **[59]** Mais les trois premiers, les trois premiers
6 jours où le panel... Les trois premiers jours où le
7 panel du Distributeur témoignaient.

8 R. Oui. Il y a eu une période, là, où on a dû assister
9 à un autre dossier simultanément...

10 Q. **[60]** O.K.

11 R. ... mais allez-y.

12 Q. **[61]** O.K. Donc, avez-vous assisté à la portion
13 justement des témoignages où les témoins du
14 Distributeur ont fait état du faible nombre
15 d'adhérents chez les clients M et LG à l'OÉI?

16 R. Oui. J'ai entendu, mettons que c'est... je dirais
17 ces craintes-là, là.

18 Q. **[62]** O.K. Ne craignez-vous pas qu'avec une
19 harmonisation comme celle que vous proposez, donc
20 avec les strates ou la dégressivité proposée, donc
21 avec un appui qui descend jusqu'à vingt dollars
22 (20 \$) pour la dernière strate, que la GDP risque
23 de perdre de l'attractivité justement chez les plus
24 grands contributeurs en termes d'effacement?

25 R. Là, vous parlez... C'est parce que, là, vous me

1 parlez du LG. Vous m'avez mentionné un passage qui
2 s'applique à la moyenne puissance. Donc, votre
3 passage ne s'applique pas à la question que vous me
4 posez là.

5 Q. **[63]** Alors vous pouvez...

6 R. Mais ce n'est pas grave, je peux répondre à votre
7 question pour être sûr qu'on se comprend bien.
8 Alors, ce qui nous amènerait, Madame la Greffière,
9 pour qu'on voit la bonne courbe, à la page... je
10 vous parle de notre présentation d'aujourd'hui, à
11 la page 9.

12 Q. **[64]** De votre présentation d'aujourd'hui. O.K.

13 R. D'aujourd'hui. Alors, vous voyez ici... Donc, quand
14 vous dites, certaines personnes craignent que, donc
15 l'option 1 de l'OÉI... LG, en passant, monsieur
16 Gosselin l'a bien mentionné dans sa présentation,
17 là. Lorsqu'on parle des industriels, il y a un seul
18 client qui dépasse, qui dépasse le mille huit cents
19 kilowatts (1800 kW), c'est un client de deux mille
20 deux cents kilowatts (2200 kW). Donc, il y a aucun
21 qui s'applique à LG dans les industriels.

22 Mais ici ce qu'on vous dit, c'est que nous
23 offrons une rémunération plus généreuse pour notre
24 ligne grise qui est là, plus généreuse que ce que
25 l'OÉI nous propose entre zéro et soixante (0-60)

1 heures. Et l'OÉI a une plus grande valeur, et a une
2 plus grande valeur, principalement donc pour le
3 fait que le délai d'appel n'est que deux heures, ce
4 qui est un avantage très important. Et donc, ceci
5 étant dit, nous aurions même pu mettre la ligne
6 grise plus basse que la courbe jaune orange.

7 Alors, on est plus généreux que l'option 1
8 de l'OÉI pour le tarif LG. Donc, nous sommes plus
9 généreux que même la Régie avait proposé le vingt
10 dollars (20 \$) et disait que c'était harmonisé.
11 Oublions pas que, ici, nous respectons une
12 contrainte, appelons-la comme ça, une décision de
13 la Régie qui est l'harmonisation. Ce que ne
14 faisaient pas les témoins que vous me mentionnez.

15 Bon. Deuxième chose, Madame la Greffière,
16 si on va à notre mémoire à la page 19...

17 Q. **[65]** Mais si je comprends ce que vous venez de me
18 dire, c'est que l'harmonisation devrait être primée
19 sur tout, c'est l'harmonisation qui devrait être
20 l'élément fondamental, même au détriment d'une
21 participation ou de l'intérêt commercial éventuel
22 de la part des clients?

23 R. Là, je vais finir ma réponse à l'autre question.
24 Puis après, je vais en prendre une deuxième.

25 Q. **[66]** Une à la fois.

1 R. Alors, à la page 19, on voit ce tableau-là donc, en
2 conclusion de notre appui financier que nous
3 proposons. Alors, nous avons... En attendant, je
4 m'excuse, Madame la Greffière, je vais vous amener
5 à la page 12 avant. Exactement là où on voit le
6 paragraphe 33. La Régie résume ainsi l'enjeu de
7 l'établissement de l'appui financier :

8 [33] L'enjeu de l'établissement de
9 l'appui financier inclut
10 principalement l'examen du Rapport
11 Technosim, la détermination de l'appui
12 financier, l'établissement des strates
13 de réduction de puissance,
14 l'application de la rémunération
15 dégressive à ces strates ainsi que
16 l'harmonisation recherchée avec les
17 autres offres tarifaires du
18 Distributeur.

19 Une telle réponse pour répondre à votre deuxième
20 question. Ici, la Régie a établi le cadre. Mais où
21 je veux vous amener maintenant, c'est dans le
22 premier... l'examen du rapport Technosim. Alors
23 nous, la Régie nous a dit : « Voici votre cadre »
24 et nous soumettons que vous avons respecté ce
25 cadre-là et tous ses éléments. Et pour le rapport

1 Technosim, maintenant on peut revenir, Madame la
2 Greffière, à la page 19. Donc, vous voyez que la
3 recommandation d'appui dégressif que nous avons,
4 elle est toujours - rappelez-vous, ça va de
5 soixante-quinze (75) à vingt (20) - bien elle est
6 toujours... ces montants-là sont toujours
7 supérieurs non seulement à la moyenne, à la
8 médiane, mais aussi au maximum que vous voyez là de
9 quarante-sept dollars (47 \$), quinze dollars
10 (15 \$), onze dollars cinquante-neuf (11,59 \$), et
11 caetera. Donc, elle est toujours supérieure puis
12 même si on tient compte de l'intervalle de
13 confiance de plus ou moins quinze pour cent (15 %)
14 pour le niveau de confiance estimé par Technosim.

15 Donc, si... avec les crédits que nous
16 proposons qui sont... donc, qui respectent
17 l'harmonisation et qui, nous le considérons, sont
18 justes et raisonnables en termes économiques, bien
19 si... et encore là, je dis bien « si », là, parce
20 que, exemple, l'AQCIE-CIFQ nous a dit : bien il y a
21 certains clients qui nous ont dit qu'à soixante-dix
22 dollars (70 \$), en bas de soixante-dix dollars
23 (70 \$), là, ça ne fonctionnerait pas. Et puis c'est
24 sûr dans les sondages on disait : bien actuellement
25 c'est à soixante-dix dollars (70 \$), est-ce que

1 vous accepteriez une rémunération sous soixante-dix
2 dollars (70 \$)? Évidemment, si vous me posez la
3 même question sur mon tarif horaire de la Régie,
4 est-ce que j'accepterais un tarif plus bas? Bien
5 c'est sûr que je vous dirais : non. Puis je vous
6 donnerais un montant beaucoup plus élevé. Puis si
7 la Régie ne donnait pas ce montant plus élevé, bien
8 il y a de bonnes chances que je serais quand même
9 avec vous parce que j'aime trop ce que je fais.
10 Alors vous voyez qu'il y a tout un impact je dirais
11 psychologique derrière ça.

12 Et finalement si, avec cette rémunération-
13 là, bien si un client décidait de ne pas
14 participer, bien libre à lui, mais donc qu'est-ce
15 qui arriverait c'est que bien peut-être que le...
16 l'effacement GDP serait un peu plus bas que ce que
17 le... ce que le Distributeur prévoit. Je dis bien
18 « prévoit » parce que le GDP qu'on voit dans le
19 bilan de puissance c'est pas un objectif, hein,
20 c'est pas un objectif à tout prix. C'est une valeur
21 qui demeure rentable.

22 Alors si on ne peut pas atteindre ces
23 objectifs-là, qu'est-ce que ça voudrait dire? Bien
24 ça voudrait dire qu'on devrait faire des appels
25 d'offre de long terme qui n'ont rien de

1 catastrophique, là, vous pourrez lire notre rapport
2 d'expertise dans le dossier 4110, qui n'ont rien de
3 catastrophique parce que d'une part on connaît
4 mieux le coût marginal, qu'on connaît moins
5 aujourd'hui parce qu'il n'y a pas eu d'appel
6 d'offres depuis longtemps. Et deuxièmement, bien
7 c'est pas une bonne idée de payer plus cher pour un
8 moyen aujourd'hui pour éviter un appel de long
9 terme qui pourrait être moins cher. Je réfère ici à
10 d'autres moyens qui sont dans le plan.

11 J'ai répondu en trois-quatre éléments, là,
12 tout ça pour vous dire que, oui, nous avons entendu
13 ces craintes-là, mais pour nous ce ne sont pas des
14 craintes qui sont justifiées avec notre
15 proposition.

16 Q. [67] Donc, dans le fond c'est ça, si je résume un
17 peu, dans le fond, votre longue réponse, du fait
18 que votre proposition demeure, selon vous, plus
19 intéressante que l'OÉI, c'est suffisant justement
20 pour rassurer les participants puis s'assurer que
21 les participants ne quitteront pas ou n'auront pas
22 un désintérêt pour l'Option tarifaire GDP.

23 R. Bien c'est une assurance qu'on ne doit pas prendre,
24 c'est ça que j'ai essayé de vous expliquer en
25 dernière partie, là. O.K. Il n'y a pas... je

1 comprends qu'en entendant vos témoins, qu'il y en a
2 peut-être qui ont des objectifs, là, de vendre un
3 certain nombre de mégawatts de GDP. Maintenant ce
4 n'est pas... pour nous, ce n'est pas un objectif.
5 Et monsieur, je pense que monsieur... encore là,
6 Gosselin l'a très bien résumé, là, l'objectif ce
7 devrait être de trouver suffisamment ou le plus de
8 clients qui adhèrent à la... à l'option en la
9 maintenant rentable et en la maintenant harmonisée
10 avec ce qui existe déjà, tel que la Régie l'a
11 demandé. Donc, nous fonctionnons avec le cadre
12 demandé par la Régie.

13 Si vous pensez que l'option d'électricité
14 interruptible pour la moyenne puissance n'est pas
15 assez généreuse, bien vous l'avez dit, là, il y
16 aura d'autres dossiers où on va parler du trois
17 cent quarante mégawatts (340 MW) de l'OÉI bonifiée.
18 Et puis, ce sera autre chose. Mais, pour l'instant,
19 nous considérons que les appuis financiers que nous
20 recommandons respectent la décision de la Régie.
21 Et, comme je vous ai dit, nous ne cherchons pas à
22 tout prix à assurer un objectif de mégawatts.

23 Q. [68] Je vous remercie, ça fait le tour de mes
24 questions.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci, Maître Turmel. Maître Gariépy?

3 Me ANNIE GARIÉPY :

4 Je n'aurai pas de questions, merci.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Merci.

7 INTERROGÉ PAR LA FORMATION :

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Q. **[69]** En fait, j'aurai deux questions pour vous,
10 Monsieur Raymond. La première ligne de questions
11 porte sur l'harmonisation, justement. Pas besoin
12 nécessairement de... de vous amener, là, mais c'est
13 à la page 8 de votre mémoire, et vous faites une
14 comparaison de l'option quinze, deux cents
15 kilowatts (15/200 kW) avec le crédit hivernal. Et
16 c'est pour comparer, pour voir avec l'autre option.
17 Et vous dites, à la fin de la page 8, que :

18 AHQ-ARQ partage l'avis du Distributeur
19 exprimé dans l'extrait qui précède,
20 selon laquelle l'option comporte plus
21 de risques et est plus pénalisante que
22 le crédit hivernal, en plus
23 d'entraîner des coûts récurrents plus
24 élevés. Et par conséquent, ils
25 méritent un appui financier plus

1 élevé.

2 Et la phrase suivante :

3 Ce qui est d'ailleurs respecté dans la
4 figure précédente.

5 Et cette comparaison-là de l'option est à soixante-
6 cinq dollars (65 \$), normalement. Est-ce que...
7 est-ce que vous y êtes?

8 R. Oui, oui.

9 Q. [70] Oui? Parfait. Alors... Et vous partez de là,
10 et vous amenez dans votre proposition qui, si je ne
11 me trompe pas, qui est à la page 6 de votre diapo
12 d'aujourd'hui... en 5, je m'excuse. Vous concluez
13 que ça respecte, mais vous amenez la première
14 tranche, ensuite, à soixante-quinze dollars (75 \$),
15 au lieu du soixante-cinq dollars (65 \$). Alors,
16 pourriez-vous nous expliquer comment vous avez
17 calculé que le dix dollars (10 \$) supplémentaire
18 était... pour la première strate, était nécessaire
19 pour venir compenser le caractère plus pénalisant
20 du crédit hivernal?

21 R. D'accord. Alors, rappelons-nous que... une des
22 contraintes, considérations que vous nous avez
23 données, c'est le soixante (60). O.K.? Alors... et
24 vous nous avez demandé d'harmoniser. Donc, on
25 démontre, par ailleurs, que l'harmonisation des

1 dernières tranches ne sont pas rencontrées. Alors,
2 s'il faut baisser les dernières tranches, bien, il
3 faut compenser ailleurs pour monter à soixante-
4 quinze.

5 Maintenant, l'exercice qu'on aurait pu
6 faire, c'est de regarder nos trois courbes que,
7 peut-être, on pourra afficher une à la fois, Madame
8 la Greffière. La première qui apparaît à la page 6.
9 Vous voyez qu'on... ici, là, on... qu'on ajuste
10 pour arriver au soixante (60) et puis, avec les
11 contraintes que je vous ai mentionnées tantôt.

12 Donc, à la page 6, vous l'avez bien
13 mentionné, Madame la Présidente, nous proposons un
14 soixante-quinze dollars (75 \$). Et, si on regarde,
15 par exemple... Prenons l'exemple du cent (100)
16 heures, mais on pourrait faire le même exercice à
17 cinquante (50) heures ou à vingt-cinq (25) heures.
18 En fait, je l'ai fait à... Dans ce cas-ci, je l'ai
19 fait dans ma tête à quatre-vingts (80) heures. Vous
20 voyez qu'à quatre-vingts (80) heures, le coin qui
21 apparaît là, « 80 heures », sur la ligne jaune
22 orange, est de quarante dollars du kilowatt
23 (40 \$/kW). Et le point qui apparaît au « 80
24 heures », à la ligne grise, est de soixante-quinze
25 dollars du kilowatt (75 \$/kW).

1 Pourquoi quatre-vingts (80)? Bien... j'ai
2 eu la chance d'être choisi pour client du crédit
3 hivernal et j'ai analysé un peu plus, donc, les
4 résultats, et c'est autour de quatre-vingts (80)
5 heures, ce que nous avons été appelés à... à se
6 réduire, là, pour l'hiver qui vient de se terminer.

7 Alors, on a soixante-quinze virgule
8 quarante (75,40), O.K.? Alors, soixante-quinze
9 virgule quarante (75,40), là, disons que c'est
10 peut-être un peu plus... un peu moins que deux fois
11 le... ce que le crédit nous donne.

12 Allons maintenant à la page 7. O.K.? À la
13 page 7, j'ai mentionné tantôt... Vous pouvez même
14 aller à la page... non la page 7, c'est bon. Alors,
15 si on parle de... ici, de vingt-cinq (25) heures...
16 vingt-cinq, trente heures (25-30 h) pour l'OÉI, à
17 la courbe zone orange, on parle d'environ quinze
18 dollars du kilowatt (15 \$/kW), O.K.?

19 Alors, si on parle de notre recommandation,
20 la ligne grise, on parle d'environ trente-six
21 dollars du kilowatt (36 \$/kW). Alors, quand on fait
22 la part d'un ratio de deux pour un ou un peu plus
23 que deux pour un, alors, vous voyez qu'on est
24 encore dans un ratio de récompense relative peut-
25 être de deux pour un. Encore là, on ne pourra pas

1 arriver à un taux précis, parce que n'oubliez pas
2 qu'on doit arriver à soixante dollars du kilowatt
3 (60 \$/kW) en moyenne, puis je ne pense pas qu'on
4 veut voir des strates à soixante-douze dollars
5 (72 \$), soixante et onze dollars (71 \$), en
6 d'autres mots, une progression de cinq dollars du
7 kilowatt (5 \$/kW).

8 Si on va à la page, maintenant...

9 Q. [71] Si vous permettez...

10 R. Alors, vous voyez que... oui, excusez.

11 Q. [72] Non, c'est beau. Pour l'option II ce qui me
12 turlupine également c'est que... on comprend les
13 maths que vous avez faites, là, pour parvenir à ça,
14 sauf que ce qu'on comprend également des
15 témoignages qu'on a entendus, c'est : il n'y a pas
16 beaucoup d'adhérents, il en reste un, à l'option II
17 de l'OÉI, moyenne puissance parce que... et on
18 présume que c'est parce que l'appui financier
19 offert ne serait pas suffisant pour attirer des
20 clients ou des participants à cette offre-là.

21 Est-ce que, selon vous, ça ne serait pas un
22 motif pour dire : bien, il faut harmoniser, mais
23 celui qu'il faudrait peut-être harmoniser à la
24 hausse ou enfin, on devrait peut-être comprendre
25 qu'on devrait augmenter la ligne orange et en

1 conséquence, augmenter, je comprends que vous dites
2 que c'est déjà du deux pour un pour le nombre
3 d'heures qu'ils ont faites, mais s'il n'y a pas de
4 clients ou que ça n'arrive pas à attirer
5 suffisamment de clients, est-ce qu'il ne faudrait
6 pas prendre cette considération-là en compte, le
7 fait qu'on n'arrive pas à attirer des clients dans
8 ces strates-là, ou dans ces options-là?

9 R. Ce qu'on voit à l'écran, là, fait déjà ce pas-là ce
10 pas-là, là. O.K.? Alors, comme je vous ai dit, on a
11 trente-six (36), nous on offre trente-six (26)
12 versus quinze (15) pour l'utilisation normale d'une
13 trentaine d'heures. Alors, on offre deux fois plus
14 et plus... plus que deux fois plus.

15 Alors, est-ce que oui, ça, ça va, ça peut
16 susciter la participation? Bien, l'histoire nous le
17 dira, là, parce qu'autant maître Turmel tantôt a
18 dit : est-ce que vous avez fait des sondages? Bien,
19 monsieur Vézina nous a dit la même chose, là. Il a
20 dit : bien notre approche est plus qualitative que
21 quantitative.

22 Alors, ici, je vous propose quelque chose
23 qui est plus que le double en termes de
24 rémunération, pour des modalités, en fait, somme
25 toute, assez semblables O.K.

1 Alors c'est quand même, je fais un pas dans
2 la bonne direction, n'est-ce pas? Alors, c'est ce
3 que je vous expliquais par mes ratios, là, et puis
4 je ne vous parlerai pas du ratio pour l'autre, vous
5 pouvez le faire, mais on voit que le gros de notre
6 potentiel est ici, là, O.K. Alors, est-ce que si on
7 offrait plus que le trente-six dollars (36 \$) dont
8 je vous parlais, est-ce que là, on serait
9 rentables? Bien, il faudrait faire une analyse
10 spécifique pour cette clientèle-là.

11 Q. **[73]** Bien, c'est parce que j'avais compris de votre
12 première réponse, c'est que le soixante-quinze (75)
13 était pour arriver à la moyenne de soixante (60),
14 alors...

15 R. Bien, si...

16 Q. **[74]** ... la première...

17 R. Ça, c'est l'ensemble, là.

18 Q. **[75]** Est-ce que vous avez pris en compte, là, quand
19 vous avez fait votre moyenne ici, si vous baissiez
20 quelque peu la première strate, est-ce que vous
21 êtes capable d'être plus généreux dans cette
22 strate-là?

23 R. Vous comprenez que tout ça, ça bouge, là, alors il
24 y a une infinité de solutions possibles, O.K., pour
25 les diverses strates qui vont nous donner soixante

1 dollars (60 \$) en moyenne. Alors, nous de la façon
2 qu'on justifie, c'est qu'on va dire l'étirement un
3 peu, puis évidemment, on a compris que votre vingt
4 dollars (20 \$) que vous aviez dans votre décision,
5 bien, si vous en parliez, c'est qu'il était
6 harmonisé aussi, là.

7 Mais si je pense que ce graphique-là qu'on
8 voit toujours à l'écran, quand même nous montre
9 qu'on a quand même une considération pour cette
10 option II de l'OÉI qui est assez valable, là, puis
11 je ne pense pas qu'il y a personne qui nous a dit à
12 combien qu'on aurait une adhésion plus grande,
13 outre que le petit tableau que je vous ai montré
14 tantôt de Technosim.

15 Q. [76] Parfait. Monsieur Raymond, je vais vous amener
16 sur un autre sujet complètement, et c'est le MAFM.
17 Vous nous avez fait une proposition de MAFM, je
18 vais vous dire la page de votre présentation, c'est
19 la page, votre diapo 13.

20 Quand on voit votre montant d'appui
21 financier minimal et votre formule et l'effacement
22 attendu, on comprend que l'effacement attendu c'est
23 les calculs statistiques que le Distributeur entend
24 faire la première année, là, un peu moins.

25 R. Oui.

1 Q. [77] Alors ça ferait en sorte d'être comme un
2 « take or pay » dans le fond, dans le sens où à
3 moins qu'on dépasse le vingt mille dollars
4 (20 000 \$), mais si on était en bas du vingt mille
5 dollars (20 000 \$), la personne, qu'elle s'efface
6 ou qu'elle ne s'efface pas, recevrait l'entièreté
7 des crédits qu'elle aurait pu s'attendre.

8 Et je me demandais si c'était cohérent avec
9 votre proposition précédente où on disait « Bien,
10 on va y aller à cinquante pour cent (50 %) du
11 produit de l'effacement attendu s'il n'y a pas eu
12 d'effort de réduction. »?

13 Alors, est-ce que vous considérez toujours
14 que les gens qui sont au MAFM ils n'ont fait aucun
15 effort, parce qu'il n'y a pas eu d'appels, ce n'est
16 pas de leur faute, je veux dire, il n'y a juste pas
17 eu d'appels de la part d'Hydro-Québec, devraient
18 recevoir quand même leur ensemble de la
19 rémunération attendue pour cette année-là?

20 R. O.K. Bon. Première chose, vous dites « Ils n'ont
21 pas eu d'efforts, parce qu'ils n'ont pas eu
22 d'appels », mais encore là, en discutant avec
23 certains clients qui sont membres, qui participent
24 avec certains représentants de ces clients-là, et
25 je peux le comprendre très bien. Même s'il n'y a

1 pas d'appels, ces gens-là ont fait le nécessaire
2 pour être en attente ou ce qu'on pourrait dire en
3 bon québécois, en « stand-by ».

4 Alors, ça ça a une valeur. Ils sont là. Ils
5 sont présents. Ils ne sont présents peut-être pas
6 tout l'hiver, on l'a vu, puis on s'attend à ce que
7 l'effacement attendu calculé par le Distributeur en
8 tienne compte.

9 Maintenant, si vous me dites est-ce que ça
10 c'est cohérent avec la recommandation précédente du
11 cinquante pour cent (50 %) ? Je vous dirais non,
12 mais pourquoi on n'a pas mis cent pour cent (100 %)
13 à l'autre ? C'est que justement, il faut tenir
14 compte du fait que par exemple si on regarde aux
15 mois de février et mars l'hiver dernier, bien notre
16 client qui avait cessé son abonnement n'avait aucun
17 effort à faire.

18 Alors, pour tenir compte de ce principe-là,
19 nous l'avons baissé à cinquante pour cent (50 %),
20 mais si vous insistez, on va monter à cent (100 %),
21 mais on ne le fera pas. C'est juste en blague.

22 Mais maintenant, pourquoi ? Je vais
23 expliquer maintenant...

24 Q. [78] L'autre question... cinquante pour cent (50 %)
25 l'effacement attendu ?

1 R. Pardon?

2 Q. **[79]** Pour les vingt (20) ans.

3 R. Alors, pourquoi?

4 Q. **[80]** Juste pour être cohérent, voulez-vous aller à
5 cinquante pour cent (50 %) de l'effacement attendu
6 pour le MAFM?

7 R. Il pourrait être négocié en dessus, mais je vais
8 vous dire pourquoi on ne vous l'a pas proposé,
9 parce que, le quinze pour cent (15 %) qu'il y avait
10 là multiplié par le PMA, la puissance maximale
11 attendue, alors si on lit un peu ce qui s'est
12 depuis le début du dossier, il y a quelques années,
13 on considère que l'intention c'était justement
14 récompenser toujours pour des plus petits clients,
15 ne l'oublions pas, l'effacement que le Distributeur
16 aurait eu.

17 Alors et par vos demandes de
18 renseignements, la Régie vous dites « Bien, est-ce
19 que le quinze pour cent (15 %) correspond à
20 l'effacement attendu? ». En tout cas c'était un peu
21 l'intention.

22 Alors, nous l'avons ici dans notre
23 subsidiairement, ne l'oubliez pas, considéré qu'il
24 y avait quand même un principe que la Régie voulait
25 respecter. C'est qu'on récompense l'effacement

1 attendu et toujours que le Distributeur met dans
2 son bilan de puissance.

3 Alors, si on applique à la lettre notre
4 recommandation no 5... Alors, si on applique à la
5 lettre la recommandation no 5, je m'excuse. Notre
6 recommandation no 6, si on l'applique à la lettre,
7 alors la 7 ne s'appliquerait plus, d'où le
8 subsidiairement. Alors, si on applique la 6, donc,
9 tout client qui aurait un minimum de cinquante pour
10 cent (50 %), même dans un cas où il n'y aurait pas
11 d'appels dans un hiver donné.

12 Donc, c'est notre façon dans le fond
13 d'expliquer la cohérence entre les deux. Par
14 contre, si on dit « Bien, vous ne... retenez pas
15 notre recommandation no 6. » bien on va continuer
16 dans la même lignée que nous pensons que la Régie
17 était et que le Distributeur était et de fournir
18 donc une rémunération toujours pour les plus petits
19 clients de l'effacement attendu, soit le crédit.

20 Alors, c'était un peu l'évolution de notre
21 pensée, mais je me répète, le 7 ne s'appliquerait
22 pas si le 6 est retenu.

23 Q. [81] Parfait. Une dernière question sur ce sujet-
24 là. La semaine passée, jeudi dernier dans le
25 témoignage de l'ACEFQ, l'ACEFQ sur ce sujet-là

1 proposait de rajouter une troisième puce, donc
2 c'était le moindre des trois montants suivants.
3 Soit le quinze pour cent (15 %) de la PMA fois le
4 soixante dollars du kilowatt (60 \$/kW), soit le
5 vingt mille dollars (20 000 \$) et la troisième puce
6 était le produit de quinze pour cent (15 %) de la
7 compensation financière reçue lors de l'hiver
8 précédent pour sa participation au tarif. Est-ce
9 que c'est quelque chose qui vous semble adéquat
10 comme proposition?

11 R. Bien non parce que c'est le quinze pour cent
12 (15 %), là, qu'on a de la misère à comprendre, là.
13 O.K. Le quinze pour cent (15 %) qui ne vient pas de
14 l'effacement attendu et je vais vous dire pourquoi
15 je dis ça tantôt. Mais... mais je reviens au même
16 principe, là. Nos clients, les clients du GDP ont
17 fait... sont présents, ils sont en attente, ils
18 sont en attente d'un appel, ils sont... il y a des
19 gens qui sont en attente d'aller fermer les
20 télésièges, etc., etc., un exemple. Alors ça a une
21 valeur. O.K. Ça a une valeur que nous identifions
22 comme étant la valeur du crédit que le Distributeur
23 est prêt à donner.

24 Je vous donne l'exemple, vous parlez
25 tantôt... vous parliez tantôt de « take or pay ».

1 C'est la même chose avec... je vous rappelle...
2 voyons, la production des marchés de court terme,
3 alors au mois de novembre, fin octobre, début
4 novembre, le Distributeur fait un appel d'offres
5 rapide de court terme et il va chercher du UCAP de
6 tant le mégawatt. O.K. Peut-être sept cents
7 mégawatts (700 MW) ou trois cents mégawatts (300
8 MW) l'hiver dernier. Bon. Alors il donne un crédit
9 et le client peut ne jamais être appelé, ne jamais
10 être mis à contribution et il a quand même un
11 crédit par quoi? Parce que le Distributeur a mis un
12 montant dans son bilan de puissance et ça, ça vaut
13 de l'argent. Bon.

14 Vous avez mentionné... le quinze pour cent
15 (15 %), pourquoi je dis... et encore là, on pensait
16 que le calcul du quinze pour cent (15 %) nous
17 donnait l'effacement attendu et le résultat de la
18 pièce B-148 qui est la réponse à l'engagement
19 numéro 11, là, qui a été demandé par la Régie, où
20 on dit que la formule du Distributeur, là, où il
21 n'y aurait aucun événement de pointe critique pour
22 l'hiver vingt vingt-vingt et un (2020-2021), le
23 montant serait établi à neuf cinq millions (9,5 M).
24 Alors évidemment, on n'a pas... on ne peut pas
25 vérifier ce calcul-là parce qu'on n'a pas le détail

1 pour chacun des clients.

2 Par contre, on nous dit... la proposition
3 l'AHQ-ARQ donnait quatorze point trois millions
4 (14,3 M). Alors ça ce que ça me dit c'est que le
5 un... le quinze pour cent (15 %), il ne correspond
6 pas à récompenser l'effacement attendu. Alors nous
7 on dit, notre position c'est que : pour les plus
8 petits clients, on devrait... si on ne retient pas
9 notre recommandation numéro 6, on devrait
10 récompenser l'effacement attendu fois le crédit
11 applicable.

12 Alors évidemment, on pourrait penser que la
13 Régie pourrait mettre... prendre notre formule puis
14 lui mettre un pourcentage entre zéro et cent (100),
15 autant que possible pas à zéro, là, mais pourrait
16 décider de lui donner un facteur de réduction,
17 dépendant comme elle évolue la valeur... elle
18 évalue, pardon, la valeur de ce qu'apporte un
19 client qui est présent et qui attend l'appel. Alors
20 je pense qu'il pourrait y avoir effectivement des
21 possibilités de le faire. Mais la recommandation de
22 l'ACEFQ, dans le fond, pourquoi on l'aime moins,
23 là, c'est qu'il y a toujours le fameux quinze pour
24 cent (15 %), là, qui est difficile à expliquer.

25 Q. [82] Parfait, je vous remercie beaucoup, Monsieur

1 Raymond. Ça va être l'ensemble de nos questions.

2 Maître Cadrin, avez-vous un réinterrogatoire?

3 Me STEVE CADRIN :

4 Non, pas de réinterrogatoire. Ça va être terminé
5 pour la preuve de l'AHQ-ARQ, je vous remercie.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Alors je vous remercie beaucoup. Merci beaucoup,
8 Monsieur Raymond, vous êtes maintenant libéré.

9 R. Merci, c'était un plaisir.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Il est douze heures trente-cinq (12 h 35), on va
12 prendre la pause lunch et on revient à treize
13 heures trente (13 h 30). Je vous remercie.

14

15 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

16

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Bonjour, Maître David.

19 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

20 Oui. Bonjour. Ça va bien?

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Oui. Vous-même?

23

24 PREUVE DE OC

25

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Oui. Excusez. Oui. Bonjour, Madame la Présidente,
3 Monsieur le Régisseur, Madame la Régisseur. Éric
4 David pour Option consommateurs. Excusez-moi pour
5 le ton un peu familier. Donc, on est ici pour
6 présenter la preuve, évidemment, d'Option
7 consommateurs. Cette preuve sera présentée par le
8 biais d'un témoin, l'analyste externe d'Option
9 consommateurs, Pascal Cormier. Madame Lebus, est-
10 ce que ce serait possible pour vous d'assermenter
11 le témoin?

12 LA GREFFIÈRE :

13 Oui.

14

15 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce vingt-
16 cinquième (25e) jour du mois de mars, A COMPARU :

17

18 PASCAL CORMIER, économiste en énergie, ayant une
19 place d'affaires au 4299, Avenue de Lorimier,
20 Montréal (Québec);

21

22 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
23 solennelle, dépose et dit :

24

25

1 INTERROGÉ PAR Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Q. **[83]** Merci. Bonjour, Monsieur Cormier. Je vais
3 commencer en vous référant à la preuve écrite
4 déposée par Option consommateurs, quatre documents
5 auxquels je vais vous référer. Il y a d'abord C-OC-
6 0015 qui est le mémoire daté du douze (12) avril.
7 Il y a C-OC-0016 qui est le tableau 2 extrait du
8 mémoire, qu'on a déposé de façon séparée. Ensuite,
9 il y a C-OC-0018, les réponses à la DDR de la
10 Régie. Et finalement, la présentation que vous avez
11 préparée pour aujourd'hui qui a été déposée sous la
12 cote C-OC-0022. Alors, la première question : êtes-
13 vous l'auteur de ces documents?

14 M. PASCAL CORMIER :

15 R. Oui, je le suis.

16 Q. **[84]** D'accord. Avez-vous des corrections à apporter
17 à certains de ces documents?

18 R. Oui. À la pièce C-OC-0015, le mémoire.

19 Q. **[85]** D'accord.

20 R. À la page 10, section 1.1.3, je ne sais pas si on
21 doit le présenter à l'écran, c'est peut-être pas
22 nécessaire, là, mais... Il est indiqué, le titre de
23 cette section-là, c'est « Appui financier
24 régressif » et évidemment il faut lire
25 « dégressif ».

1 Q. **[86]** D'accord.

2 R. Ensuite, à la page 15...

3 Q. **[87]** Oui.

4 R. ... il y a un « typo » ou une erreur de frappe, je
5 devrais dire, en haut de la section 3...

6 Q. **[88]** Oui.

7 R. ... quand on décrit le NPCC, là, évidemment,
8 « Conseil », c'est évidemment, là, c'est avec un
9 « C » C-O-U-N-C-I-L. Et ensuite, deux derniers
10 petits changements à la page 16, le tableau 2 d'OC
11 devrait s'intituler « Tableau 2A » et, de façon
12 cohérente, le deuxième tableau 2, qui se trouve à
13 la page 23 du mémoire, devrait s'appeler, le nom
14 devrait être « Tableau 2B d'OC ».

15 Q. **[89]** D'accord. Donc...

16 R. Et ça complète.

17 Q. **[90]** ... en même temps, bien la pièce C-OC-16 qui
18 est l'extrait du tableau 2B devrait être appelé 2B
19 et non pas 2 tout simplement.

20 R. Exactement.

21 Q. **[91]** Alors, une confusion. Est-ce que vous adoptez
22 ces documents comme étant votre témoignage écrit
23 dans l'instance?

24 R. Oui.

25 Q. **[92]** O.K. Donc, vous avez préparé une présentation

1 pour résumer et mettre à jour la position d'Option
2 consommateurs. Donc, je vous cède la parole.

3 R. Parfait. Bonjour, Membres de la formation, ainsi
4 qu'à tous les autres participants, incluant les
5 gens qui travaillent à la Régie. Il me fait plaisir
6 de vous présenter la position d'OC qui, je dois
7 l'admettre, c'est un commentaire introductif, là,
8 mais j'ai trouvé qu'il y avait une grande utilité
9 aux audiences orales qu'on vient de vivre.

10 En tout cas, moi, ça m'a permis de
11 peaufiner la compréhension de la preuve. Ce fut, à
12 mon avis, très efficace, dans le sens qu'au lieu de
13 travailler dans le vide à essayer de comprendre,
14 bien là ça a permis de bonifier la position d'OC.
15 C'est pour ça que la position qui se trouve dans la
16 présente... dans la présentation que l'on va voir
17 aujourd'hui, capte l'ensemble de l'information
18 analysée à ce jour. Donc, elle doit être reconnue
19 comme étant la position de... Les recommandations à
20 la fin, là, sont les recommandations finales.

21 À titre d'exemple, quand on a eu la DDR de
22 la Régie, ça a fait progresser la réflexion d'OC
23 également. Donc, on peut commencer la présentation.
24 Ici, vous avez la page de la table des matières. On
25 va y aller rondement.

1 À la page 3, Mise en contexte et
2 encadrement réglementaire de la présente demande.
3 Évidemment, le présent dossier consiste à approuver
4 une nouvelle offre tarifaire, ce qui est différent
5 de l'ancienne formulation, là, qui était un
6 programme. Le respect de la neutralité tarifaire de
7 la nouvelle offre demeure essentiel à nos yeux afin
8 de protéger les clients d'une hausse tarifaire qui
9 pourrait s'avérer injustifiée si elle est basée sur
10 des fausses prémisses selon notre analyse.

11 Évidemment, il faut avoir en tête qu'on est
12 conscient de l'encadrement réglementaire actuel. On
13 pense que, on est d'avis que les tarifs qui vont
14 être discutés dans le présent dossier vont être
15 effectifs en deux mille vingt-cinq (2025) lors de
16 la prochaine cause tarifaire, donc auront un
17 impact. Si on décide de modifier l'appui financier,
18 il va y avoir un impact tarifaire au moment de la
19 prochaine cause tarifaire. Donc, c'est tout à fait
20 justifié d'avoir le débat actuellement.

21 On veut s'assurer que les tarifs... non,
22 pas uniquement les tarifs des clients résidentiels
23 qu'OC représente, mais l'ensemble des clients
24 incluant les clients des autres... qui sont
25 représentés par les autres groupes ici, ne soient

1 pas impactés négativement par un appui financier
2 qui serait... qui pourrait être déraisonnable ou
3 enfin trop élevé par rapport aux services offerts.

4 Maintenant, en présumant qu'il existe un
5 différentiel positif, ce que moi j'ai appelé dans
6 ma réponse à la DDR de la Régie une « rente
7 économique », ça a fait sortir mes vieilles notions
8 de cours d'économie, entre la valeur de l'appui
9 économique qui assure le respect de la neutralité
10 tarifaire et le niveau d'appui financier qui
11 procure un incitatif suffisant aux clients
12 concernés de participer à l'offre GDP et ainsi
13 répondre aux besoins au bilan, c'est ça l'objectif
14 ici, répondre au bilan en puissance, la Régie doit
15 s'assurer un juste partage de cette rente.

16 Évidemment, au Québec, il n'y a pas de
17 marché liquide de la puissance, c'est les
18 particularités du Québec, comme il y a dans les
19 réseaux voisins, donc pour évaluer la valeur
20 marginale de l'offre GDP qui provient des clients
21 qui vont offrir ce moyen en puissance-là, la Régie
22 ainsi que les intervenants bénéficient
23 d'informations malheureusement qui sont
24 imparfaites.

25 La Régie doit également s'assurer que le

1 produit offert répond aux besoins du Distributeur,
2 c'est-à-dire la fourniture d'un moyen en puissance
3 pour répondre aux besoins de puissance et
4 l'encadrement réglementaire ou le modèle développé
5 au Québec. On parle ici de la 1-CP, c'est-à-dire la
6 pointe coïncidente. Donc, le bilan en puissance est
7 conçu, à notre connaissance, pour répondre aux
8 besoins de pointe de l'année.

9 Prochaine page. Ici, un sommaire rapide de
10 la preuve. Évidemment, on a analysé les rapports
11 qui ont été produits par Technosim. On constate que
12 le premier rapport était en toute, selon notre
13 analyse, conforme aux exigences de la Régie, la
14 décision D-2019-164, c'est-à-dire qui faisait un
15 sondage parmi les participants à l'hiver deux mille
16 dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020).

17 Et ici à la droite des tableaux sur la page
18 de présentation, on note que l'appui moyen, si on
19 additionne les coûts d'implantation et les coûts
20 d'exploitation, pour l'ensemble des participants,
21 est de vingt-sept dollars et trente-deux (27,32 \$).
22 Ça, évidemment, ce n'est pas l'appui, c'est le coût
23 qui est répertorié par l'audit, bien sûr. Et ce
24 coût est nettement inférieur au soixante dollars
25 (60 \$) proposé par la proposition du Distributeur.

1 Il est intéressant de noter aussi que, pour
2 les clients industriels et institutionnels, les
3 plus grands, on peut penser que ce sont les plus
4 grands dépassements, le coût moyen pour participer
5 à cette offre-là est de dix-huit point quarante-
6 quarante (18,44 \$). Et pour les plus petits
7 dépassements, enfin c'est ce qu'on estime, basé sur
8 la séparation entre le commercial, institutionnel
9 et industriel, est de trente-huit et trente-deux
10 (38,32 \$). Ça donne une indication enfin qu'il y a
11 effectivement une relation à avoir entre la valeur
12 à donner aux coupures par rapport à la grandeur des
13 dépassements.

14 Concernant le second rapport de Technosim.
15 Le second rapport de Technosim devrait être
16 considéré par la Régie avec prudence, puisqu'il est
17 fondé sur un échantillon de clients non
18 participants. Donc, quand on parle de non
19 participants, déjà là il y a un biais parce qu'ils
20 ne sont pas participants, il y a des raisons pour
21 ça qui leur sont propres, là, qu'on ne peut pas
22 savoir. Mais enfin, ça ne répond pas tout à fait
23 aux exigences de la décision. Donc, nous, on pense
24 que l'audit, le premier audit est suffisant pour
25 progresser dans l'analyse du dossier.

1 Prochaine page. Ici évidemment, la clé de
2 la Phase 2 c'est de déterminer l'appui financier.
3 Et cet appui financier-là doit être déterminé ou
4 enfin devrait être déterminé sur une base qu'on
5 pourrait dire économique, étant donné
6 qu'éventuellement on parle de tarification. Donc,
7 l'objectif premier de l'analyse économique est
8 d'établir la rentabilité de l'option tarifaire par
9 rapport à un scénario d'approvisionnement simplifié
10 sur un approvisionnement sur les marchés de court
11 et moyen terme.

12 Évidemment, c'est l'encadrement qui a été
13 défini dans le modèle qui a été proposé par le
14 Distributeur. On n'a pas jugé bon de modifier cet
15 encadrement-là, on a juste modifié les hypothèses,
16 là, qui... les variables ou les intrants, là, qui
17 alimentaient ce modèle-là.

18 Comme je l'ai dit, OC a utilisé le modèle
19 simplifié du Distributeur afin de déterminer le
20 point mort établissant la valeur de l'appui
21 financier de l'option GDP à un niveau où l'option
22 alternative offrirait la puissance au même coût (ce
23 qu'on a appelé le point mort).

24 Évidemment, comme je l'ai dit, tout
25 résultat divergent de ceux du Distributeur

1 s'explique par des variables composant le modèle et
2 différentes... une valorisation différente de ces
3 variables-là, qu'on va voir un petit peu plus tard,
4 les plus importantes du moins.

5 Évidemment, l'une des... un des intrants
6 importants à analyser ici c'est la période
7 d'analyse. Je n'irai pas... je ne passerai pas à
8 travers toute l'information qui est là, mais dans
9 les analyses qui ont été proposées dans le modèle
10 économique il y avait une valeur actuelle nette de
11 dix (10) ans ou de vingt (20) ans. Nous, on
12 considère que dix (10)ans est la période d'analyse
13 appropriée, compte tenu du service offert. Entre
14 autres, on a été... comment je pourrais dire, on a
15 été... notre point de vue a été validé... pas
16 validé, là, mais c'est cohérent avec le cinq ans
17 d'amortissement utilisé par Technosim dans ses
18 hypothèses.

19 Puis de plus, en plus des équipements qui
20 peuvent être amortis sur une période plus courte
21 que par exemple une centrale hydroélectrique ou une
22 centrale au gaz naturel, il faut avoir en tête que
23 le produit offert GDP provient de... le commerce,
24 l'industrie, qui n'ont peut-être pas des durées de
25 vie... c'est difficile à prévoir la viabilité à

1 long terme, là, d'une industrie. Par exemple, un
2 club vidéo qui s'était inscrit à ce programme-là
3 voilà dix (10) ans, l'évolution du marché a fait en
4 sorte que c'est difficile de prévoir sur une
5 période de plus de dix (10) ans, là, à tout le
6 moins, la présence de ces clients-là à long terme.
7 Donc, compte tenu de ça, on va favoriser une VAN de
8 dix (10) ans.

9 Maintenant à la page 7. L'analyse
10 économique est composée de différentes...
11 différentes variables. Une variable importante
12 évidemment c'est le coût évité, les coûts évités,
13 je devrais dire. Ici, on a mis en forme graphique
14 l'évolution des... de la valeur de la puissance.
15 Évidemment, c'est pas complet, il y a d'autres
16 marchés, on aurait pu mettre les marchés de New
17 York qui ont été utilisés par la Régie dans le
18 passé, là, pour déterminer l'offre d'électricité
19 interruptible. Et ici ça donne une indication
20 générale. On voit l'évolution des... du... le coût
21 évité utilisé par le Distributeur, la ligne orange,
22 qui est passé de deux dollars et cinquante (2,50 \$)
23 à cinq dollars (5 \$) par mois. Donc, on parle d'un
24 coût évité de... pour l'hiver, fois quatre, là.
25 Donc, de dix (10 \$) à vingt dollars (20 \$). Et la

1 ligne bleue représente le coût réel des
2 approvisionnements de court terme.

3 C'est basé sur les résultats des appels
4 d'offres qui ont été discutés ce matin, là, par
5 monsieur Raymond, qui sont faits à l'automne, avant
6 les hivers. Et on voit qu'il y a eu une montée
7 jusqu'en deux mille dix-sept (2017) puis ensuite ça
8 a baissé à des niveaux qui sont exceptionnellement
9 bas. On parle, là, autour d'un dollar (1 \$) ou même
10 un petit peu moins qu'un dollar (1 \$), là, par...
11 bien c'est-à-dire moins qu'un dollar (1 \$) par
12 mois. Donc, pour des valeurs saisonnières, là, qui
13 sont très, très basses.

14 Et on remarque également, je trouvais ça
15 intéressant, le « Forward Capacity Market » de
16 Nouvelle-Angleterre, qui est un marché potentiel
17 pour les ressources non commises au Québec, là,
18 d'Hydro-Québec Production, par exemple. On voit que
19 la valeur a baissé significativement également.

20 Et cette baisse-là s'explique, selon la
21 littérature, enfin ce qu'on lit sur les marchés,
22 par une... ce qui est nouveau dans ces marchés-là
23 c'est qu'il y a une participation aux encans de
24 puissance des... des clients qui offrent de la GDP.
25 Donc, au niveau structurel il y a un bassin

1 d'offreurs, là, qui a fait en sorte de baisser...
2 d'augmenter l'offre. Cette baisse... ça je vous
3 l'ai dit, exactement.

4 Ensuite avec ses nombreuses
5 interconnexions, le Québec est bien intégré aux
6 marchés voisins. Quand on parle de nombreuses
7 interconnexions, là, il faut avoir en tête
8 qu'Hydro-Québec exporte trente-quatre (34)...
9 trente-six térawattheures (36 Twh). En haut de
10 trente térawattheures (30 TWh), du moins, à chaque
11 année. Donc, on parle de sept mille mégawatts
12 (7000 MW) d'interconnexions, là, donc il y a
13 énormément d'échanges potentiels. On n'est pas
14 isolé, ça offre certaines flexibilités en cas
15 d'urgence ou de mauvaise planification.

16 Donc, concernant le coût évité de long
17 terme, étant donné qu'il n'y a pas eu d'appel
18 d'offres depuis plusieurs années, on n'est pas en
19 mesure d'émettre une modification ou de baser un
20 avis sur une modification potentielle du... du coût
21 évité de long terme. Donc, on a laissé l'hypothèse
22 de cent seize kilowatts (116 kW) aller. Euh, cent
23 seize dollars du kilowatt (116 \$/kW) aller.

24 Prochaine diapositive. Ici, c'est juste
25 pour indiquer que c'est le tableau 2, là, qui a été

1 modifié... on a modifié le titre, tantôt, c'est une
2 pièce séparée, également, qu'on a imprimée pour que
3 ce soit plus facile à lire. C'est pour vous
4 indiquer que l'on a modifié ce bilan-là pour tenir
5 compte du plus récent bilan qui a été produit par
6 Hydro-Québec, qui a été... j'ai le terme anglais,
7 là, « flagué » par la Régie dans une question, là,
8 qui nous a... qui a fait en sorte qu'on a amendée
9 notre analyse pour tenir compte de cet... ce
10 changement-là.

11 Ce qui ne change pas les recommandations,
12 là, à cet effet-là, sur... Parce que ce qui est
13 particulièrement intéressant dans ce tableau-là,
14 c'est de déterminer à quel moment les besoins de
15 court terme vont être requis. Ce qui ne change pas,
16 c'est toujours deux mille vingt-six (2026), deux
17 mille vingt-sept (2027).

18 Ensuite, les marchés de court terme, selon
19 nous, qui sont réutilisés dans le bilan, sont très
20 conservatrices. C'est une hypothèse qui est limitée
21 à onze cents mégawatts (1100 MW). Comme il a été
22 expliqué dans notre... dans notre mémoire, on
23 estime qu'il y a lieu d'augmenter ce volume
24 minimal... minimum là. Puis, c'est essentiel dans
25 le présent dossier, parce que ça enlève beaucoup de

1 risques, par rapport aux décisions qui peuvent être
2 prises, sur l'appui financier. Et tout est une
3 question de gestion de risques, à notre avis.

4 Donc, nous, on est d'avis qu'en plus des
5 onze cents mégawatts (1100 MW) qui provient des
6 deux... de l'interconnexion avec New York, qui est
7 composée de deux interconnexions physiques, il y a
8 lieu de considérer l'interconnexion avec le
9 Nouveau-Brunswick.

10 D'ailleurs, comme on a souligné dans notre
11 mémoire, les capacités du Nouveau-Brunswick ont été
12 reconnues dans un appel d'offres de court terme,
13 par Hydro-Québec. C'est en réponse à une DDR, là,
14 dans le dossier du plan d'approvisionnement, où on
15 a été capable d'avoir accès aux documents d'appel
16 d'offres, puis ils acceptaient les ressources en
17 provenance du Nouveau-Brunswick. Donc, à tout le
18 moins, on peut additionner deux cent cinquante
19 (250) aux onze cents mégawatts (1100 MW).

20 Et, finalement, on a également tenu compte
21 des capacités non commises au Québec. Puis, notre
22 analyse est conservatrice, parce qu'en plus des
23 capacités mentionnées par monsieur Raymond, qu'on
24 n'a pas tenu compte, nous, on a eu... uniquement
25 tenu compte des capacités qui allaient être

1 libérées par la fin des contrats de base et
2 cyclable, ainsi que les ententes d'énergie
3 différée, qui ajoutent quatre cents mégawatts
4 (400 MW) aux six cents mégawatts (600 MW), qui
5 provient de ces deux contrats-là.

6 Et, il faut se rappeler que ces contrats-là
7 sont associés à la centrale LG2 - qui est Robert-
8 Bourassa, de mémoire - et c'est des machines qui
9 existent, là, qui vont toujours être disponibles à
10 partir de deux mille vingt-six (2026), pour
11 alimenter les besoins, soit au Québec ou soit à
12 l'extérieur. Mais, elles vont être, à tout le
13 moins, disponibles pour répondre aux besoins de
14 court terme, ou de long terme, s'il y a des appels
15 d'offres du Distributeur. Donc, la ligne
16 « Ressources en puissance de court terme » inclut
17 ces éléments-là.

18 En plus, nous avons également tenu compte,
19 au plan d'appro, il y a des capacités d'énergie
20 éolienne qui sont prévues. Enfin, des capacités
21 de... d'appels d'offres pour de l'énergie à long
22 terme que l'on assume être éolien. Donc, on
23 assume... on estime qu'avec ce qui est retenu au
24 NPCC, là, un trente pour cent (30 %) d'une capacité
25 installée de mille deux cent cinquante (1250)...

1 euh, mille deux cent cinquante-cinq mégawatts
2 (1255 MW), donc ça ajoute à la capacité en moyens
3 de puissance pour répondre au bilan considéré, à
4 notre avis. C'est dans le tableau qui est là et
5 c'est également dans le tableau, dans le mémoire.

6 Donc, même en faisant abstraction de
7 l'offre GDP, parce qu'on doit dire qu'on est
8 d'accord avec la position exprimée par Hydro-
9 Québec, à l'effet que si on veut faire l'analyse
10 économique, il faut comparer une situation avec ou
11 sans GDP.

12 Donc, on a fait l'analyse. L'analyse qui
13 est au tableau 2B prend en considération qu'il n'y
14 a pas de GDP, comme c'est indiqué en bas du
15 tableau.

16 Et finalement, un dernier point, juste vous
17 dire, comme j'ai mentionné, là, cette... même en
18 additionnant significativement, en ajoutant
19 significativement une capacité au marché de court
20 terme, en plus de ça, il existe des capacités non
21 considérées là-dedans. Ici, on parle du mille deux
22 cents mégawatts (1200 MW) de la nouvelle ligne avec
23 le Maine qui, selon l'information qui a été déposée
24 dans les dossiers du Transporteur, seront
25 techniquement disponibles pour alimenter

1 l'interconnexion Québec, en période de pointe, en
2 échange de puissance.

3 Il va y avoir une interconnexion avec
4 l'Ontario qui présentement alimente Hydro-Québec
5 Production à la hauteur de cinq cents mégawatts
6 (500 MW) puis le contrat va arriver à terme en deux
7 mille vingt-cinq (2025). Nalcor, enfin, il y a
8 plusieurs capacités qui peuvent être considérées.
9 Quand vous allez faire l'analyse de risque là,
10 votre décision, qui va suivre votre décision.

11 Prochaine page, s'il vous plaît. Ici, là,
12 maintenant, on a parlé des hypothèses, là, que ça
13 expliquait pourquoi qu'on a modifié les hypothèses
14 fournies par Hydro-Québec. À cette page-ci, on a
15 utilisé la plus... si on regarde, en haut à gauche,
16 rapidement, on a utilisé une puissance de vingt
17 dollars (20 \$), au lieu... euh, de dix dollars
18 (10 \$) au lieu de vingt (20). On a conservé cent
19 seize (116) et ce qui est... le tableau était
20 extrêmement sensible à l'année où le long terme
21 arrivait, là, donc, nous, on arrivait à deux mille
22 vingt-six (2026), compte-tenu du fait qu'on
23 augmentait la capacité de court terme.

24 Et on a trouvé qu'en utilisant ces données-
25 là, le point mort, ce qu'on appelle ou la VAN dix

1 (10) ans est à zéro, équivalait à un appui
2 financier de cinquante deux dollars (52 \$) et
3 quelque, je ne me rappelle pas des décimales là,
4 mais si on arrondit, ça faisait cinquante-trois
5 (53).

6 À titre informatif, l'appui financier à une
7 variation d'un dollar (1 \$) a un impact de près de
8 quatre millions (4 M) sur la VAN. Il y a d'autres
9 facteurs qui influencent également l'analyse
10 économique : les heures d'interruption, le
11 pourcentage de déplacement de la charge, le coût
12 d'exploitation, inflation et la réserve.

13 Quand j'entends ici de la réserve, c'est...
14 moi, je vois la réserve comme une évaluation de la
15 qualité du produit. Donc, si je comprends bien,
16 l'hypothèse utilisée par Hydro-Québec, qu'on a
17 maintenue à dix-sept pour cent (17 %), est de dix-
18 sept pour cent (17 %), ce qui implique que pour
19 cent mégawatts (100 MW) offerts par la GDP, le
20 Distributeur peut uniquement considérer quatre-
21 vingt-trois mégawatts (83 MW) à son bilan en
22 puissance. Mais les cent mégawatts (100 MW) sont
23 payés par l'appui financier.

24 Donc, il y a une certaine sensibilité, là,
25 si on fait, on change le taux de réserve de un pour

1 cent (1 %), il y a un impact significatif de deux
2 point cinq millions (2,5 M). Ça termine cette page-
3 ci.

4 Puis n'hésitez pas à m'arrêter, là, si vous
5 avez des questions en cours de route. Il y a pas
6 mal d'information, ça a été un week-end assez
7 occupé. Ici, on a mis, on parle ici de l'appui,
8 l'appui moyen financier puis de la relation qu'il y
9 a avec les strates de réduction.

10 Au départ, comment j'ai envisagé l'analyse,
11 je regardais toujours le coût moyen, puis je me
12 suis rendu compte que le produit qu'on essaie
13 d'analyser ici est un produit qui s'applique à
14 plusieurs types de clients. Donc, c'est vraiment
15 l'utilisation des strates puis on est parfaitement
16 en accord avec la décision en Phase 1, là, c'est-à-
17 dire qu'on trouve que c'est... c'est vraiment
18 approprié d'avoir une strate où il y a des appuis
19 financiers qui varient selon la grandeur des
20 dépassements, ce qui a été confirmé par l'analyse
21 de Technosim, d'ailleurs.

22 Donc, ici, on a essayé de reproduire
23 l'analyse produite dans la preuve du Distributeur.
24 Je me suis basé sur l'élément d'information de la
25 pièce B-0106 qui donnait le nombre d'effacements

1 par strate et le nombre d'abonnements et on
2 confirme ce que monsieur Raymond a dit ce matin,
3 c'est-à-dire qu'il a scoopé notre preuve, notre
4 présentation.

5 Comme on peut voir, par exemple, le
6 dépassement de dix-huit cents mégawatts (1800 MW)
7 et plus, kilowatts et plus, bien qu'il ait un appui
8 financier de quarante-cinq (45), compte tenu de la
9 structure proposée par le Distributeur, c'est
10 plutôt un appui financier effectif de cinquante
11 point zéro sept (50,07). Donc, quand l'impact réel,
12 là pour les clients, eux, ils vont recevoir
13 cinquante point zéro sept (50,07), dans l'exemple
14 qui est utilisé ici, en utilisant les chiffres de
15 l'hiver deux mille dix-neuf-deux mille vingt (2019-
16 2020). Évidemment c'est des valeurs moyennes.

17 Selon nous, selon les hypothèses utilisées
18 dans le modèle économique que l'on a utilisé,
19 l'appui financier dégressif proposé par HQD aura un
20 impact tarifaire de vingt-huit point soixante-trois
21 (28,63 M\$). Ça c'était la proposition d'HQD.

22 Maintenant, on s'approche de la proposition
23 de strates d'OC qui n'était pas dans notre mémoire.
24 Comme j'ai dit notre réflexion a évolué au cours
25 des audiences et mes capacités cognitives pour

1 comprendre tout ça également.

2 Donc, à la page 11, on a essayé de
3 représenter, en conformité avec la décision
4 d'harmoniser l'appui financier du programme GDP
5 avec les autres appuis financiers, les autres
6 programmes similaires je devrais dire.

7 Ici on a fait un scénario à cinq mille
8 kilowatts (5000 kW), puis je n'ai pas choisi cinq
9 mille kilowatts (5000 kW) de façon gratuite.
10 C'est le point de bascule entre le tarif M et le
11 tarif L. On s'entend qu'à ma connaissance, si un
12 client est supérieur à cinq mille kilowatts
13 (5000 kW), il passe au tarif L, il n'a pas accès au
14 tarif GDP, mais il a accès à l'option d'électricité
15 interruptible. On va avoir des statistiques tantôt
16 à cet effet-là.

17 Mais pour des fins de comparaison, ici,
18 j'ai également ajouté les pénalités, puis l'impact
19 de ces pénalités-là pour les clients participants
20 et on voit que, dans le bas du tableau, la
21 rémunération annuelle pour un client qui va couper
22 cinquante heures (50 h) de contribution, qui va
23 avoir une contribution de cinquante heures (50 h)
24 de cinq mille kilowatts (5000 kW), ça va lui
25 rapporter cinq vingt-six mille dollars (126 000 \$)

1 pour un hiver et il est à risque de soixante-six
2 mille dollars (66 000 \$) de pénalité si jamais il
3 n'obtempère pas aux exigences du Distributeur.
4 Alors, aux coupures.

5 Et à l'option 2, évidemment, c'est un petit
6 peu moins contraignant. Donc, la rétribution est un
7 petit peu moins grande. C'est quatre-vingt-dix-sept
8 mille dollars (97 000 \$) avec une pénalité de
9 quarante-six mille dollars (46 000 \$).

10 En comparaison, l'offre GDP c'est une
11 pénalité de deux cent vingt-cinq mille dollars
12 (225 000 \$)... Euh! pas une pénalité, excusez-moi,
13 une rétribution de deux cent vingt-cinq mille
14 dollars (225 000 \$) sans pénalité.

15 Donc, s'il ne coopère pas aux demandes, il
16 n'est pas à risque de payer de pénalité et par
17 contre s'il coopère, il y a une possibilité, dans
18 l'hypothèse où il y a cinquante heures (50 h) de
19 coupure, d'avoir une rétribution de deux cent
20 vingt-cinq mille dollars (225 000 \$).

21 Et j'ai noté une erreur ce matin au
22 tableau. J'ai utilisé l'hypothèse que c'est toute
23 la totalité des strates était payée à quarante-cinq
24 dollars (45 \$/kW). Si j'applique la proposition
25 dégressive du Distributeur, ce n'est pas quarante-

1 cinq dollars (45 \$/kW), c'est quarante-huit point
2 huit dollars par kilowatt (48,8 \$/kW) et la
3 rémunération annuelle passerait de deux cent vingt-
4 cinq (225 000 \$) à deux cent quarante-quatre mille
5 dollars (244 000 \$).

6 Donc, l'exemple ci-dessus montre le net
7 avantage, ce que j'ai appelé le déséquilibre pour
8 le client désirant effacer sa charge de choisir
9 l'option GDP Affaires, même dégressif, plutôt que
10 l'option OÉI.

11 C'est pour ça l'importance d'être au cinq
12 mille (5000). On voit qu'un kilowatt (1 kW) de
13 différence ça peut faire en sorte qu'il peut y
14 avoir une rémunération significativement différente
15 avec la proposition du Distributeur.

16 Prochaine page. Ici, j'ai sorti les données
17 qui sont toutes chaudes, toutes récentes, du
18 rapport annuel deux mille vingt (2020) et j'ai
19 sorti les statistiques d'utilisation de l'option
20 d'électricité interruptible clientèle de grande
21 puissance. Il y a les statistiques pour les deux
22 dernier hivers.

23 Puis on voit ici certains intervenants ont
24 mentionné plus tôt cette semaine, bien la semaine
25 dernière je devrais dire, qu'avec une baisse de

1 l'appui financier, il pourrait y avoir un manque
2 d'intérêt des clients de participer.

3 Bien ici, on a une preuve dans les faits où
4 il y a des clients au tarif L qui ont offert huit
5 cent soixante-dix-huit mégawatts (878 MW) de
6 puissance avec une valeur moyenne de rétribution de
7 treize point dix-sept kilowatts (13,17 kW) année et
8 cette rétribution-là est passé à treize point
9 quarante-cinq (13,45 kW) en deux mille vingt et un
10 (2021) pour les sept cent soixante mégawatts
11 (760 MW) offerts.

12 Donc, on voit qu'il y a un intérêt de ces
13 clients-là, malgré les inconforts qui peuvent venir
14 avec la participation à un programme de la sorte de
15 participer et de mettre des efforts pour offrir de
16 la puissance au bilan et c'est de la puissance qui
17 est associés à des pénalités. Là, on vient de voir
18 que... on vient de voir dans l'analyse qu'il y a un
19 déséquilibre entre l'offre GDP et l'offre de
20 l'Option d'électricité interruptible. Et malgré ça
21 il y a des participants à l'OÉI.

22 Ici à la page 13, je parle de ces
23 différentes constatations-là. On soumet un appui
24 dégressif qui passe de vingt-cinq dollars (25 \$)
25 pour les dix-huit cents kilowatts (1800 kW) et plus

1 à cinquante dollars (50 \$) pour les plus petits
2 dépassements. Et l'appui de vingt-cinq dollars
3 (25 \$), si on regarde effectivement au tableau,
4 c'est l'équivalent étant donné que c'est à
5 différentes strates, à différents coûts, on parle
6 de trente dollars (30 \$), pour un appui global
7 moyen de quarante-deux dollars (42 \$). Comme je
8 vous ai dit, on n'est pas parti du quarante-deux
9 dollars (42 \$) pour arriver aux strates, on est
10 parti des strates qui s'appliquaient selon nous au
11 désir d'harmoniser différents tarifs, et ça donne
12 quarante-deux dollars (42 \$) quand on fait la
13 moyenne, en utilisant les chiffres de deux mille
14 dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020).

15 Donc, OC propose un appui progressif (sic)
16 qui respecte le désir de la Régie d'avoir une
17 meilleure harmonisation avec les autres options
18 tarifaires offertes par le Distributeur. Ce n'est
19 pas une harmonisation parfaite. C'est quand même...
20 À notre avis, il y a une rémunération qui est un
21 petit peu plus élevée que les options alternatives.
22 En effet, la rémunération de cinquante dollars du
23 kilowatt (50\$/kW) est à un niveau qui se rapproche
24 des offres tarifaires pour ce type de clients. Par
25 exemple, le tarif Flex G est à zéro point cinq sous

1 (0,5 ¢). Ça donne cinquante point soixante-cinq
2 dollars du kilowatt (50,65 \$/kW) année. S'il y a
3 cent (100) heures, donc c'est le maximum. Dans les
4 faits, si je... Donc, le cinquante dollars (50 \$)
5 qu'on offre est à toutes fins pratiques supérieur
6 au cinquante dollars (50 \$) dans la mesure où le
7 cinquante dollars (50 \$) qu'on offre est basé sur
8 une analyse qui est sur cinquante (50) heures de
9 coupures et non cent (100).

10 La rémunération pour les plus grands
11 effacements à un taux effectif de trente dollars
12 (30 \$) est supérieure à l'OÉI qui, comme on a vu
13 plus tôt, oscille entre vingt dollars (20 \$) et
14 vingt-cinq point vingt-huit dollars (25,28 \$) pour
15 cinquante (50) heures de coupures. Mais on est
16 d'accord à offrir une rémunération un petit peu
17 plus élevée qui offre un incitatif supplémentaire.
18 Tantôt quand j'ai mentionné qu'il y avait une rente
19 économique à partager, ça fait partie de la
20 décision que la Régie doit prendre, à savoir est-ce
21 qu'on donne un incitatif supplémentaire pour
22 essayer d'attirer des nouveaux clients. Donc,
23 évidemment, en utilisant cette stratification-là,
24 on arrive à une VAN de quarante millions (40 M\$)
25 basé sur les hypothèses qu'OC a utilisées.

1 Autres considérations rapidement. Notre
2 réflexion a également évolué au cours du dossier
3 par rapport à une question de la Régie où on a fait
4 une analyse plus poussée, je devrais dire plus
5 correcte, du produit proposé. Et on arrive à la
6 constatation suivante. Qu'effectivement que,
7 contrairement à la rémunération minimale des deux
8 optons de l'OÉI, la détermination du MAFM est basée
9 sur une valeur indépendante des efforts telle que
10 proposée par le Distributeur, mis en oeuvre pour
11 s'effacer, évidemment en utilisant la puissance
12 maximale enregistrée versus la puissance disponible
13 pour effacement. On ne parle pas de la même chose.

14 Selon la compréhension d'OC, le niveau de
15 l'effacement des participants serait
16 systématiquement inférieur à la puissance maximale.
17 C'est mathématiquement... c'est une réalité. Si la
18 Régie juge nécessaire de maintenir un appui
19 financier minimum pour l'Option GDP, OC réitère que
20 celui-ci doit être inférieur aux crédits offerts
21 dans les deux options de l'OÉI pour les premières
22 tranches de dépassement. Ça, ça se base sur le fait
23 que ce sont des produits qui sont de... je n'aime
24 pas le terme « moindre qualité », mais qui sont
25 moins contraignants pour les clients pour y

1 participer. Ça fait qu'il n'y a pas de pénalité. Le
2 fait que le taux de réserve est plus élevé, ça fait
3 en sorte que c'est un produit qui est, somme toute,
4 de moins grande qualité.

5 Puis donc évidemment les options OÉI
6 sont... oscillent entre neuf point vingt-deux (9,22
7 \$/kw) treize point dix-sept dollars du kilowatt
8 (13,17 \$/kW) année en guise de comparaison.

9 Prochaine... ici, on a fait... excusez-moi,
10 si on peut revenir à la... à la page précédente.
11 Dans le graphique en haut on voit l'impact...
12 j'ai... on a refait le tableau qui était dans notre
13 preuve, mais on a utilisé la compensation minimale
14 avec un effacement qui est égal à quinze pour cent
15 (15 %) de la puissance maximale enregistrée. Puis
16 on voit que, compte tenu... puis ça, c'est en
17 utilisant la formule proposée par le Distributeur,
18 que la rémunération de GDP est plus élevée que les
19 rémunérations fixes, là, pour les offres
20 d'électricité interruptible.

21 Page suivante. On a fait le même exercice à
22 partir du même modèle, un modèle très simple Excel,
23 là, mais en utilisant cent pour cent (100 %) de...
24 de... cent pour cent (100 %) d'efficacité... c'est-
25 à-dire que le maximum enregistré serait égal à

1 l'offre GDP potentielle. En utilisant la formule du
2 Distributeur, c'est-à-dire fois quinze pour cent
3 (15 %) de... de facteurs qui abaissent la
4 rémunération.

5 Puis on a utilisé une hypothèse
6 d'abaissement de la... de la valeur maximale à
7 donner de vingt (20 000) \$) à quinze mille dollars
8 (15 000 \$). C'est juste à titre illustratif, là,
9 pour voir quel sera l'impact, là, de... si on
10 changeait les hypothèses. Cette proposition tient
11 également compte de l'appui progressif proposé par
12 le Distributeur. Prochaine page.

13 Autre considérations, les profils de
14 consommation atypique. Premièrement, je dois dire
15 qu'on est parfaitement conscient, là, que le volume
16 de puissance qui provient des clients atypiques, là
17 (on parle d'une station de ski) est somme toute
18 mineur, mais ça n'empêche pas qu'il doit y avoir
19 une évaluation par rapport à la qualité du produit
20 offert compte tenu des besoins du Distributeur.

21 À la page 9 du document qui a été déposé
22 par l'Association des stations de ski du Québec, C-
23 ASSQ-0034, on indique au bas de la citation :

24 Most resorts report commencing
25 snowmaking operations in early to

1 mid-November, with operations
2 completing in late December or early
3 January.

4 Cet extrait démontre, selon nous, que la
5 contribution de ces clients se ferait avant la
6 période où la pointe se produit généralement au
7 Québec.

8 À la page suivante, on a répertorié les
9 informations de... à partir de... sur la période
10 deux mille onze-deux mille vingt et un (2011-2021)
11 de ce qui est prévu au NPCC à chaque automne en
12 prévision de l'hiver à venir, la période de pointe
13 qui est prévue, qui est anticipée. Et c'est basé, à
14 notre connaissance, sur cette anticipation-là que
15 le Distributeur doit s'assurer d'avoir l'ensemble
16 des moyens en puissance pour répondre à cette
17 pointe-là qui doit se produire, selon les
18 estimations, autour... à un moment qui oscille
19 entre le treize (13) janvier et le dix-neuf (19)
20 janvier.

21 Donc, en mode prévisionnel, Hydro-Québec, à
22 notre connaissance, ce qu'il rapporte au NPCC c'est
23 que la pointe a lieu à la deuxième moitié de
24 janvier, pendant la deuxième moitié de janvier. Et
25 à droite on a mis en tableau les pointes réalisées.

1 C'est des données qui proviennent des rapports
2 annuels d'Hydro-Québec. Puis on voit qu'au cours de
3 ces dix (10) périodes-là, ces dix (10) années-là,
4 il y a eu deux années seulement où la pointe réelle
5 s'est produite en décembre. Donc, ce qui tend à
6 confirmer... il y a eu des moments... évidemment,
7 ça varie, là. C'est... puis c'est pour ça que,
8 comme monsieur Raymond mentionnait ce matin, il y a
9 toujours de réserves associées au bilan en
10 puissance pour palier aux différentes fluctuations,
11 là, de ce qui arrive dans la réalité.

12 Donc, en mode prévisionnel, la pointe du
13 réseau prévue au NPCC a lieu après la période
14 habituelle d'enneigement. Donc, je pense... je
15 crois que la Régie doit considérer ce fait-là quand
16 il va devoir évaluer les modalités à appliquer,
17 particulières à cette industrie.

18 Prochaine page... Ici, on a mis en... on a
19 mis de l'information sur un programme qui, à notre
20 avis, donne une indication intéressante de quel est
21 le prix... de réserve potentielle de clients qui
22 pourraient participer au programme GDP Affaires.
23 Ici, on parle de clients qui sont situés... C'est
24 un programme pour Hydro-Sherbrooke, c'est en
25 complément de réponse, là, de la question 1.2 de la

1 Régie, où on mentionnait ne pas avoir l'information
2 sur la rémunération. Mais, après avoir fait
3 quelques recherches, on a trouvé l'information
4 qu'on cherchait.

5 Donc, Hydro-Sherbrooke, selon nous, est un
6 bon proxi pour évaluer l'intérêt d'un tel programme
7 pour un client situé au Québec, pour des clients
8 qui sont aux tarifs G ou M. Si on va à la prochaine
9 page... Donc, on a constaté en lisant les tarifs,
10 en prenant connaissance des tarifs d'Hydro-
11 Sherbrooke, que les clients, par exemple G et M -
12 c'est les deux tarifs qu'on a vérifiés - la
13 rémunération en énergie ou en puissance est
14 exactement similaire à ce qui est au Québec.

15 On note également... on souligne que les
16 entreprises ou les gens qui habitent à Sherbrooke
17 sont soumis aux mêmes conditions de marché
18 générales, là. C'est-à-dire, on parle de convention
19 collective, de coûts de combustible, de prix du
20 carbone, de salaires, de taxations, et même les
21 tarifs d'électricité.

22 Donc, on pense que c'est un bon comparable.
23 Conséquemment, OC considère que l'appui financier
24 offert aux clients du programme Génératrices
25 d'urgence est pertinent, puisqu'il a été suffisant

1 pour assurer leur participation volontaire
2 continue, et ce, depuis deux mille sept (2007).

3 Prochaine page... Les caractéristiques du
4 programme, on est conscient que ce n'est pas tout à
5 fait identique, là, mais ça donne quand même une
6 idée. C'est... La clientèle visée, c'est
7 commercial, industriel et institutionnel. C'est
8 applicable à tout détenteur de génératrice de plus
9 de cent kilowatts (100 kW). C'est en vigueur depuis
10 deux mille sept (2007). La durée des interruptions
11 par hiver oscille entre cent (100) et cent quarante
12 (140) heures, et peut possiblement excéder cent
13 quarante (140) heures, dépendamment des conditions
14 climatiques.

15 Les génératrices sont contrôlées à distance
16 par Hydro-Sherbrooke. Les coûts associés à la
17 domotique, à l'installation de la fourniture de
18 matériel, sont assumés par Hydro-Sherbrooke. Les
19 clients sont toutefois responsables de l'entretien
20 et du coût d'exploitation des génératrices,
21 incluant le coût du carburant.

22 Prochaine page... s'il vous plaît. Sur le
23 site Web d'Hydro-Sherbrooke, ils donnent des
24 exemples de clients participants : Université de
25 Sherbrooke, Canadian Tire, CÉGEP de Sherbrooke, le

1 CIUSS de l'Estrie, et ceater. On a l'Hôtel de
2 Ville, également. Et le programme offre, en
3 moyen... en moyenne, une... un... voyons, excusez-
4 moi. Le programme offre un moyen en puissance de
5 vingt-quatre mégawatts (24 MW) provenant de vingt-
6 sept (27) parcs de génératrices, soit
7 approximativement cinq pour cent (5 %) de la pointe
8 du réseau.

9 La compensation financière est
10 proportionnelle à la quantité d'énergie fournie par
11 les génératrices. Malheureusement, je n'ai pas le
12 détail exact de la... de la structure tarifaire,
13 mais comme on peut voir à la prochaine page... dans
14 le rapport annuel d'Hydro-Sherbrooke de deux mille
15 dix-neuf (2019), il y a des statistiques
16 intéressantes, statistiques historiques de deux
17 mille quinze (2015) à deux mille dix-neuf (2019),
18 où on voit la fourniture de puissance, en
19 provenance de ce programme-là, qui passe de vingt
20 et un point un mégawatts (21.1 MW) à vingt-trois
21 point neuf (23.9). On voit que c'est relativement
22 constant et même en croissance. Et au tableau à la
23 droite, « Achats d'énergie », on voit la
24 rémunération associée à ce... à la compensation
25 pour le programme.

1 Basée sur la moyenne des ratios
2 « compensation divisée par puissance du programme
3 Génératrices d'urgence », nous constatons un appui
4 financier moyen de trente et un dollars par
5 kilowatt (31 \$/kW). Évidemment, c'est basé sur
6 l'historique, là, des coupures réelles qui se sont
7 produites à ce moment-là.

8 Donc, on croit que cette information-là est
9 cohérente avec notre proposition de... d'appui
10 dégressif, qu'on a mentionnée plus tôt, étant donné
11 que les participants... donc, par exemple, Canadian
12 Tire, a participé volontairement à ce programme-là,
13 bien qu'il y a des différences. On est conscients
14 que les génératrices sont contrôlées par Hydro-
15 Sherbrooke etc., mais au moins ça donne une
16 indication de l'appui financier nécessaire pour
17 assurer leur adhésion.

18 Donc, on arrive à la fin. Donc, je vais
19 vous lister les recommandations mises à jour. OC
20 est d'avis que les résultats du premier audit de
21 Technosim sont suffisants pour la détermination de
22 la structure et les prix associés à l'option et ce,
23 pour les prochaines années.

24 OC modifie sa recommandation liée à la
25 proposition d'appui dégressif décrit à la décision

1 D2019-164.

2 On avait mentionné dans notre mémoire,
3 proposé l'utilisation qui était décrite dans la
4 décision. C'était de vingt à, je ne me rappelle
5 plus, soixante-quinze dollars (20 \$-75 \$) ou...
6 Enfin, OC propose plutôt l'appui dégressif décrit
7 dans cette présentation.

8 Comme indiqué dans sa réponse à la question
9 2.2 de la DDR 1 de la Régie, OC modifie sa
10 recommandation liée au calcul du MAFM. OC juge que
11 le calcul du MAFM proposé à la pièce B-0090 n'est
12 pas acceptable, puisqu'il est basé sur un volume de
13 kilowatts qui n'est pas représentatif de l'effort
14 encouru.

15 OC propose de limiter l'analyse économique
16 nécessaire à l'évaluation de la rentabilité de
17 l'option GDP Affaires à la VAN de dix (10) ans.

18 OC recommande d'utiliser une valeur de dix
19 dollars du kilowatt (10\$/kW) hiver pour la
20 puissance de court-terme.

21 OC propose de déplacer le commencement des
22 approvisionnements en puissance de longterme à
23 deux mille vingt-six (2026).

24 Et finalement, OC modifie sa recommandation
25 de réduire l'appui financier moyen à quarante-deux

1 dollars du kilowatt (42 \$/kW) année et ce en
2 conformité avec la proposition de strates
3 d'effacement proposée dans le présent document.

4 Ça complète. Je suis disponible pour des
5 questions.

6 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

7 Merci, Monsieur Cormier. Je n'ai pas de questions
8 additionnelles. Alors, le témoin est disponible
9 pour les contre-interrogatoires ou les questions de
10 la Formation. Merci.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci. Est-ce qu'il y a un intervenant qui souhaite
13 contre-interroger le témoin d'OC?

14 Je n'en vois pas. Maître Turmel pour Hydro-
15 Québec avez vous des questions pour le témoin?

16 Me SIMON TURMEL :

17 Oui. De très brève questions.

18 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me SIMON TURMEL :

19 Q. **[93]** Monsieur Cormier bonjour.

20 R. Bonjour.

21 Q. **[94]** À la page 14 de votre mémoire, vous écrivez :

22 OC recommande d'appliquer la
23 proposition d'appui dégressif décrit à
24 la décision D-2019-0164.

25 Bon, je comprend que dans votre présentation vous

1 avez ajusté votre recommandation à cet effet-là.

2 Par la suite, vous continuez :

3 Il faudra toutefois évaluer au cours
4 des prochaines années l'impact qu'aura
5 la diminution des appuis pour les
6 grands effacements sur l'évolution de
7 l'offre GDP par les clientèles visées.

8 R. Hum, hum.

9 Q. **[95]** Un ajustement de ces appuis pourrait
10 s'avérer nécessaire.

11 Est-ce que malgré la modification au niveau de
12 votre proposition vous êtes d'accord avec moi que
13 dans le fond, à partir de la deuxième phrase que je
14 viens de vous lire, ça s'appliquerait toujours?

15 R. Oui, mais il n'y a rien de coulé dans le béton.
16 Comme plusieurs éléments du bilan en puissance
17 peuvent modifier, dont des nouvelles technologies
18 qui pourraient faire en sorte que la puissance de
19 long terme pourrait devenir beaucoup moins chère,
20 effectivement, ça peut être sujet à modifications
21 pour répondre aux besoins du Distributeur.

22 Q. **[96]** Est-ce que vous êtes d'accord avec moi que
23 votre proposition serait davantage risquée au
24 niveau de la participation notamment des plus
25 grands clients que celle du Distributeur?

1 R. Pas nécessairement, parce que j'ai entendu des
2 commentaires à l'effet qu'il n'y a pas de clients
3 qui participent à l'option d'électricité
4 interruptible, mais moi, je crois qu'il ne faut pas
5 uniquement regarder par le fait que la rétribution
6 n'était peut-être pas assez élevée.

7 Peut-être qu'il y avait une alternative
8 comme le GDP Affaires qui offrait une rémunération
9 plus élevée. Donc, il y avait un déplacement de la
10 clientèle qui pouvait aller vers l'option GDP au
11 lieu d'aller à l'option offerte par l'option
12 d'électricité interruptible.

13 Q. **[97]** Vous écrivez juste après toujours à la même
14 page dans votre mémoire :

15 Finalement, une migration de certains
16 clients vers l'OÉI pourrait également
17 se produire ce qui pourrait être plus
18 avantageux pour la clientèle que
19 représente OC vu la supériorité de ce
20 produit pour répondre aux besoins de
21 puissance du Distributeur.

22 Est-ce que vous maintenez justement cette
23 affirmation à l'effet qu'il y aurait toujours un
24 risque de migration de certains clients vers l'OÉI?

25 R. Bien, c'est-à-dire qu'on...

1 Q. [98] À la lumière des témoignages qui ont été
2 entendus, là, notamment quant à la faible
3 participation, au faible intérêt, là, pour l'OÉI,
4 chez les clients LG et M.

5 R. Oui, bien, par rapport à ces recommandations-là,
6 comme monsieur Raymond a dit, si on leur offre
7 plus, ils vont dire : « On en veut plus », là. Il y
8 a un biais par rapport aux intérêts particuliers.
9 Là, ici, moi, je représente les intérêts des
10 clients, là...

11 Q. [99] Hum-hum.

12 R. ... c'est-à-dire l'impact tarifaire réel. L'idée,
13 ici, c'est de... de mettre un prix acceptable pour
14 le produit offert, et en fonction des efforts
15 nécessaires pour l'offrir. L'exemple d'Hydro-
16 Sherbrooke est un bon exemple, là. C'est des gens
17 qui se coupent de... C'est un programme qui est
18 relativement contraignant, parce qu'on parle de
19 cent... cent quarante (140) heures de coupures pour
20 une rémunération de trente et un dollars du
21 kilowatt (31 \$/kW) année. Puis, c'est des clients
22 qui sont... dans le « bullseye », là, de ce qui est
23 visé par la GDP, là.

24 Q. [100] O.K., bien, je...

25 R. Institutionnel.

1 Q. **[101]** Je vais peut-être poser ma question : est-ce
2 que vous êtes d'avis que suivant votre proposition,
3 il y a toujours un risque de migration des clients
4 GDP vers l'OÉI? Comme vous...

5 R. Ça...

6 Q. **[102]** ... semblez l'indiquer, justement dans votre
7 mémoire...

8 R. Ça... Bien, ça dépend de... du niveau qui va être
9 déterminé dans les strates qui vont être
10 sélectionnées, là. S'il y a une harmonisation
11 parfaite, il va y avoir... Puis, le terme
12 « risque » est peut-être un mauvais terme, là.
13 C'est-à-dire que s'il y a une migration d'un
14 programme à l'autre, ça répond à des besoins de
15 puissance, aux bilans en puissance. Puis, en ayant
16 une offre dégressive qui est plus près, où il y a
17 un moins grand déséquilibre entre l'OÉI et le GDP,
18 ça limite grandement le risque tarifaire, là,
19 associé à un déplacement.

20 Q. **[103]** O.K. Mais, considérant que, finalement, même
21 avant la mise en place de la GDP, il n'y avait pas
22 véritablement d'intérêt de la part des clients LG
23 et des clients M pour l'OÉI, est-ce que le
24 véritable risque, si la rémunération est trop
25 faible, ce ne serait pas plutôt que ces clients

1 cessent totalement de participer, à quelque
2 programme que ce soit?

3 R. Le risque est limité, par rapport à l'information
4 qui a été donnée par Technosim. Si leurs coûts
5 moyens pour participer... laissez-moi juste
6 trouver... est autour de dix, onze dollars (10-
7 11 \$), là, les coûts d'exploitation, je ne crois
8 pas qu'avec une baisse de rémunération, à partir du
9 moment que ça couvre leurs coûts, et même plus, là,
10 on parle de onze (11) à, mettons, trente dollars
11 (30 \$) dans la proposition que l'on a fait. Pour
12 les plus grands dépassements, ça reste toujours
13 intéressant de participer, pour ces clients-là.

14 Q. **[104]** O.K. Ça fait le tour de mes questions. Merci.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Merci, Maître Turmel. Maître Gariépy?

17 Me ANNIE GARIÉPY :

18 Je n'aurai pas de questions, merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci.

21 INTERROGÉ PAR LA FORMATION :

22 Mme ESTHER FALARDEAU :

23 Q. **[105]** Bonjour, Monsieur Cormier.

24 R. Bonjour.

25 Q. **[106]** J'aurais... J'aurais une... un commentaire à

1 une question, là, concernant votre présentation,
2 évidemment. Donc, vous avez commencé en nous
3 disant, là, à la planche numéro 3. Je vais le lire
4 à tout événement :

5 Le respect de la neutralité tarifaire
6 de la nouvelle offre demeure
7 essentiel, afin de protéger...

8 Donc, là, on comprend ici que selon l'organisation
9 que vous représentez, la neutralité tarifaire,
10 c'est une chose essentielle qui doit découler, là,
11 de l'application de ce programme.

12 R. Hum-hum.

13 Q. **[107]** Ça veut dire : pas d'impact sur les tarifs.

14 R. Idéalement. Bien, compte tenu de la structure de
15 comparaison que l'on fait ici. On compare une
16 option versus une autre. Donc, c'est l'option la
17 plus rentable entre les deux.

18 Q. **[108]** C'est ça. Mais, c'est là où je voulais vous
19 amener, parce que si on en déduit, sur la base de
20 votre mémoire, par exemple, ou des conclusions
21 auxquelles vous êtes arrivé, que : « Bien,
22 finalement, il va avoir un impact tarifaire, donc
23 on n'atteindra pas notre objectif. Donc, on va
24 laisser tomber le programme. » Bon... Alors, quelle
25 est notre option, l'alternative?

1 R. O.K. Si on arrivait à cette conclusion-là...

2 Q. **[109]** Et quel sera l'impact tarifaire de cette
3 alternative-là? Excusez-moi, j'ai fini, là.

4 R. Non, non, ça va. Ça va. Je vais... Vous posez des
5 questions intéressantes, en passant. Je me suis
6 dit : « Je vais me préparer! » Il faut comprendre,
7 ici, que... Vous êtes économiste, là... on... toute
8 chose étant égale par ailleurs, c'est comme ça que
9 j'ai analysé le dossier ici. On gèle tout puis là
10 on analyse, est-ce que c'est plus rentable de payer
11 soixante dollars (60 \$) en moyenne leur GDP pour
12 répondre à des besoins en puissance, versus l'autre
13 alternative qui est d'aller sur les marchés de
14 court terme et moyen terme en gardant tous les
15 autres moyens fixes? C'est comme ça que je l'ai
16 analysé.

17 Donc, dans l'éventualité où il y aurait une
18 VAN négative, ça voudrait dire que l'option d'aller
19 sur les marchés de court terme et long terme serait
20 moins négative pour les clients que l'option GDP
21 Affaires. Est-ce que c'est clair?

22 Q. **[110]** Bien, il y a beaucoup de double négativités,
23 là, ou de... mais je comprends ce que vous dites,
24 là.

25 R. Oui.

1 Q. [111] C'est que si la VAN était négative, à ce
2 moment-là ça voudrait dire que les coûts excèdent
3 les revenus, là, de... les coûts de l'option GDP
4 Affaires excèdent les revenus, donc à ce moment-là,
5 c'est préférable de laisser tomber l'option et de
6 simplement aller acheter sur les marchés. C'est ce
7 que je comprends.

8 R. Mais, de la façon que je vois l'analyse économique
9 et je la comprends, c'est que si la VAN est
10 négative, c'est que l'option alternative à l'option
11 GDP Affaires, c'est d'aller sur les marchés,
12 effectivement.

13 Q. [112] O.K. Puis là, vous savez que, vous aussi vous
14 êtes peut-être économiste, là, mais vous savez
15 qu'on... en tout as, dans le domaine des modèles
16 économiques, on est dans l'approximation, hein! On
17 fait des modèles, on fait des hypothèses et puis on
18 en dégage des grandes conclusions, là. Donc, ici,
19 c'est ce qu'on a fait pour évaluer ce qu'on a
20 appelé la « rentabilité », là, mais...

21 Et puis on a fait, par exemple, l'hypothèse
22 qu'il n'y avait pas de coût évité de transport, pas
23 de coût évité de distribution, pas parce qu'on
24 était convaincu qu'il ne devrait pas, qu'on ne
25 devrait pas le prendre en considération, mais parce

1 qu'on a pensé qu'on n'avait pas assez de
2 connaissance sur ces coûts-là pour savoir quel
3 montant mettre.

4 Donc, ça, ça nous mène à croire que peut-
5 être que nos coûts évités sont sous-estimés et donc
6 peut-être que notre VAN est sous-estimé. Est-ce
7 qu'on devrait prendre ça en considération dans
8 notre évaluation de l'étude de rentabilité, dans
9 notre évaluation de l'analyse économique?

10 R. Effectivement, toute décision que vous allez
11 prendre est risquée. Vous avez raison, peut-être
12 que les hypothèses utilisées ne sont pas tout à
13 fait représentatives de la réalité, mais c'est vrai
14 également pour le prix de la puissance de long
15 terme qui peut aller de l'autre bord.

16 Q. **[113]** Hum, hum.

17 R. Donc, à un moment donné, il faut asseoir les
18 hypothèses puis décider par rapport à l'information
19 qui est disponible devant vous. Mais ceci étant
20 dit, même si on compare les hypothèses utilisées
21 par OC pour l'étude économique avec celles
22 utilisées par Hydro-Québec à partir... je crois que
23 ce qu'il est important de décider...

24 Parce que, moi, je suis d'avis que la
25 valeur pour les grands dépassements, la valeur de

1 ce produit-là est nettement inférieure aux
2 cinquante dollars (50 \$) que, nous, on propose ou
3 aux soixante dollars (60 \$). À mon avis, il y a
4 suffisamment de marge avec les chiffres de
5 Technosim, avec la démonstration dans le monde réel
6 qui a été faite à Hydro-Sherbrooke, qu'il y a du
7 potentiel pour un intérêt de clients
8 institutionnels, de clients, des hôpitaux, des
9 écoles, de grands clients pour participer à cette
10 offre-là à des prix qui sont... qui sont bas puis
11 qui se rapprochent des options alternatives, comme
12 le crédit hivernal pour les plus petits
13 dépassements ou...

14 Puis un autre aspect que j'ai oublié de
15 mentionner dans ma présentation qu'il faut
16 considérer, c'est si on accepte une... des strates
17 qui sont élevées, beaucoup plus élevées que les
18 alternatives, bien ça, ça ouvre la porte à ce qu'on
19 vous présente dans le futur des demandes pour
20 majorer les autres options. Puis ça, c'est pas dans
21 l'intérêt des consommateurs si, dans les faits, les
22 clients, on ne le saura jamais, là, si on leur
23 donne soixante-dix dollars (70 \$) du kilowatt/année
24 puis il y en a plein qui participent. On ne sait
25 pas s'ils auraient participé pareil si l'appui

1 financier moyen aurait été de trente-cinq dollars
2 (35 \$), quarante dollars (40 \$). Mais on sait par
3 contre que ça va avoir un impact à la hausse si on
4 doit harmoniser par la suite.

5 T'sais, on demande d'harmoniser la GDP
6 Affaires aux produits existants. Puis là si on
7 monte la GDP Affaires, après ça on va demander
8 d'harmoniser les programmes existants. Puis là, ça,
9 ça fait juste monter les frais.

10 Il faut se le rappeler, là, on parle de
11 puissance. C'est un produit qui est bien, qui est
12 échangé partout en Amérique du Nord. Puis, en ce
13 moment, dans les marchés voisins, court terme, ça
14 veut dire quelque chose, là. On parle de puissance,
15 dans l'État de New York, à vingt sous du kilowatt
16 mois (20 ¢/kW). Fait que... On parle du même bilan
17 en puissance. Un mégawatt du bilan en puissance qui
18 vient de la GDP ou le court terme, c'est le même
19 mégawatt.

20 Q. **[114]** Hum-hum.

21 R. Enfin. C'est complexe, là, c'est un dossier qui est
22 extrêmement complexe, qui est pas mal plus complexe
23 que quand j'ai commencé. Mais, c'est... À mon avis,
24 il faut se baser sur les faits. Puis, les faits,
25 c'est que les clients industriels, au tarif L, ils

1 participent à treize dollars du kilowatt (13 \$/kW),
2 à hauteur de...

3 Q. **[115]** Oui...

4 R. ... neuf cents mégawatts (900 MW).

5 Q. **[116]** ... mais une des choses qu'on n'a pas prises
6 en considération dans notre analyse, c'est les
7 conditions... les autres conditions tarifaires,
8 auxquelles l'option interruptible industrielle se
9 rapporte, là... notamment un tarif nettement
10 préférentiel, comparativement au tarif des clients
11 que vous représentez, par exemple, là...

12 R. Oui.

13 Q. **[117]** ... ou des plus petits clients. Alors, on ne
14 s'est pas posé la question qu'on aurait pu se
15 poser, mais est-ce qu'on ne doit pas regarder
16 l'offre dans son ensemble, plutôt que de regarder
17 la portion industrielle?

18 Puis, est-ce que vous suggérez, donc, que
19 la Régie ne devrait pas se préoccuper de l'érosion
20 des mégawatts effacés, là, par le biais du GDP
21 Affaires, du fait qu'elle ajuste l'appui financier
22 vers le bas, dans le but d'harmoniser vers l'option
23 interruptible? Ce n'est pas une inquiétude qu'on
24 devrait avoir?

25 R. Oui, effectivement, c'est un risque qui doit être

1 pris. À mon avis, c'est un risque qui est... qui
2 est, somme toute, dans les conditions actuelles, si
3 on regarde le bilan en puissance qui a été déposé
4 en février, il reste de la marge, là, sur le marché
5 de court terme.

6 Même avec la valeur de onze cents mégawatts
7 (1100 MW) qui, à mon avis, est nettement sous-
8 estimée, il reste de la marge, là, de quatre cents
9 (400)... quatre, cinq cents (500). Il faudrait
10 regarder... J'ai fait les calculs ce matin, je ne
11 l'ai pas déposé en preuve, là, mais il y a de la
12 marge pour...

13 Il faut évaluer : est-ce qu'on prend le
14 risque d'avoir... de perdre des participants ou on
15 paye la grosse prime pour ne pas prendre de risque,
16 au risque d'avoir une hausse tarifaire quand que ça
17 va... quand ça va entrer dans le calcul en deux
18 mille vingt-cinq (2025), là. Parce que ces tarifs-
19 là vont être dans le calcul, en deux mille vingt-
20 cinq (2025).

21 Donc, moi, je crois que compte tenu des...
22 Les seuls tarifs que moi, dans mon analyse, j'ai pu
23 voir, un tarif dégressif pour les grands... les
24 grands consommateurs ou, enfin, les grands
25 effacements d'autour de trente dollars (30 \$) et

1 supérieurs à leurs coûts, et correspondent...

2 Au risque de me répéter, l'exemple d'Hydro-
3 Sherbrooke, c'est un exemple... c'est dans les
4 faits, là, c'est des vrais clients qui ont
5 participé. Ce n'est peut-être pas trente et un
6 dollars (31 \$) au Québec, étant donné que le
7 programme est différent, ça pourrait être quarante
8 dollars (40 \$). Mais, il y a... il y a certainement
9 de la marge sur le marché de court terme pour
10 palier au risque, puis il n'y a rien qui empêche le
11 Distributeur de venir demander un ajustement
12 pour... peu importe le produit, là, pour équilibrer
13 leur bilan dans le futur. Ils n'ont pas le choix,
14 de toute façon. Ils doivent l'équilibrer.

15 Q. **[118]** Je vous remercie de vos réponses. Ce sera
16 tout.

17 R. Au plaisir.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Q. **[119]** Merci. En fait, je vais avoir une seule
20 question et va être en lien avec les questions
21 posées par maître Turmel, du Distributeur, parce
22 qu'il m'a scoopé mes autres questions. Alors... Et
23 c'est en lien avec (inaudible) et votre proposition
24 d'appui financier moyen par chaque strate. Votre
25 appui financier, à la première strate, là, celle

1 des quinze (15), cent quatre-vingt-dix-neuf
2 kilowatts (199 kW), est à cinquante dollars (50 \$).

3 R. Oui.

4 Q. **[120]** Et, on a pu voir, dans le premier suivi du
5 déploiement des options de la tarification
6 dynamique, qui a été déposé à l'automne deux mille
7 vingt (2020), qu'il y a eu seulement trois cent
8 quarante-trois (343) adhésions, par les clients de
9 petite puissance, sur les vingt-trois mille
10 (23 000) invitations qui avaient été... Ça
11 correspond à un taux d'adhésion de un pour cent
12 (1 %), là...

13 R. Hum-hum.

14 Q. **[121]** Sur les vingt-trois mille (23 000)
15 invitations qui avaient été envoyées à la
16 clientèle. Le Distributeur explique ce faible taux
17 d'adhésion par différents facteurs qui lui auraient
18 été rapportés, mais la FCEI, cependant, expliquait,
19 quant à elle, l'explication menait au fait que
20 l'appui financier était insuffisant. Est-ce que
21 vous ne craignez pas, avec un appui financier à
22 cinquante dollars du kilowatt (50 \$/kW) pour la
23 première strate et effectivement en... je ne peux
24 pas dire en désengagements parce qu'il n'y a pas
25 nécessairement un engagement fort jusqu'à

1 maintenant, là, mais je veux dire...

2 R. Un manque d'incitatif.

3 Q. **[122]** Un manque d'incitatif, merci beaucoup, pour
4 participer à l'option de la part des plus petits
5 clients.

6 R. Effectivement, c'est un risque. Pour être franc,
7 j'ai pas analysé la pièce à laquelle vous avez
8 référé, mais je comprends la portée, là, des
9 chiffres que vous m'avez mentionnés.

10 Il y a certainement une question qui peut
11 être posée par la Régie, à savoir : est-ce qu'on
12 veut la puissance? T'sais, si on veut absolument la
13 puissance qui provient des petits clients dans une
14 situation que c'est l'option la plus rentable pour
15 le Distributeur... rentable, je veux dire acheter
16 la puissance au plus faible coût. Est-ce que...
17 est-ce que ça pourrait être ajusté? Si la Régie
18 décide de favoriser ce type d'offre-là pour ces
19 clients-là, une majoration pourrait être apportée.
20 Mais ce que je comprends c'est que la plus grande
21 partie des effacements au programme GDP provient
22 des plus grands clients. C'est là que le... c'est
23 là que la source de puissance la plus importante
24 est située. Moi, si j'avais des efforts à mettre ce
25 serait aller chercher plus d'institutionnel.

1 M'assurer que les Université de Sherbrooke de ce
2 monde, partout au Québec, participent à l'offre
3 GDP.

4 Q. **[123]** Des clients au tarif M.

5 R. Oui, des clients au tarif M parce que c'est eux qui
6 ont les coûts d'exploitation. Les génératrices que
7 l'on parle, là, sont... elles sont là de toute
8 façon, là, sur les hôpitaux, sur... donc, c'est
9 pour ça que dans le sondage il y avait des clients
10 qui n'avaient aucun... mais c'est une question...
11 est-ce que c'est à la Régie de dire : on va
12 favoriser le développement ou enfin les appuis
13 financiers pour les plus petits clients
14 commerciaux?

15 Q. **[124]** Bien en fait la question de la dégressivité
16 telle qu'elle avait été abordée était qu'on pouvait
17 reconnaître que ça prenait des plus grands efforts
18 pour un plus petit nombre de kilowatts, donc il y
19 avait des économies d'échelle qui pouvaient être
20 faites justement pour les plus grands clients, donc
21 peut-être que la rémunération devait être moindre
22 que pour les plus petits clients.

23 R. Oui. C'est pour ça que j'ai... on a mentionné dans
24 le rapport que les agrégateurs qui captaient
25 souvent ces petits clients-là, là, je ne l'ai pas

1 relu der... je l'ai relu voilà quelques jours, là,
2 mais on a mentionné que peut-être qu'il y aurait
3 lieu de favoriser l'offre de puissance provenant
4 des agrégateurs. Pas nécessairement à l'intérieur
5 du tarif GDP, là, je comprends qu'il y a des
6 complications au niveau... le fait que c'est un
7 tarif, là, puis qu'il doit y avoir des ententes
8 entre les clients. Mais pour capter ce potentiel-là
9 puis aller chercher de l'économie d'échelle c'est
10 peut-être les agrégateurs qui sont les mieux placés
11 pour répondre à ça. Autrement dit, le tarif GDP
12 Affaires qui est devant vous, il y a une question
13 économique à se poser : est-ce que ça vaut la peine
14 de mettre les efforts pour les plus petits clients
15 quand il pourrait y avoir des solutions mieux
16 adaptées à eux par les agrégateurs, par exemple?
17 Puis de focuser sur les clients qui offrent la
18 puissance au plus faible coût. Je ne sais pas si ça
19 répond à votre question, là, mais c'est un
20 « judgement call », là. Est-ce qu'on...

21 Q. **[125]** Oui, mais pour ces clients-là le tarif OIÉ...
22 OÉI, moi aussi je mélange toujours les lettres,
23 faites-vous-en pas, l'option d'électricité
24 interruptible moyenne puissance ce que l'on voit
25 c'est que pour l'instant c'est pas une option qui

1 attire une grande partie de la clientèle.

2 R. Dans le... dans les circonstances actuelles.

3 Q. **[126]** Effectivement, là, je veux dire le tarif tel
4 qu'il est en ce moment, on s'aperçoit qu'il n'y a
5 aucun client qui y adhère, alors que c'est de la
6 clientèle que vous voulez parce que si on parle...
7 c'est des pertes dans les deux cas, là.

8 R. Bien c'est-à-dire qu'il y a des clients qui
9 adhèrent au tarif GDP en ce moment. Avec la
10 rémunération de soixante-dix (70). Parce que pour
11 nous, que ce soit GDP ou l'OÉI - je l'ai eu - c'est
12 pareil, ça rentre aux Tarifs. Dans la mesure où le
13 prix est adéquat. Je veux dire, nous, on considère
14 que soixante-dix dollars (70 \$) pour ces clients-là
15 avec des prix... là, je redis ce que j'ai dit
16 tantôt, mais c'est une question d'avoir le juste
17 prix, pour être sûr d'avoir un incitatif suffisant
18 pour les attirer.

19 Q. **[127]** C'est juste que mon point était plus : s'il y
20 a déjà un OÉI pour les M, est-ce que vous voulez
21 vraiment que le GDP vise exactement la même
22 clientèle? Est-ce que... s'il y a une offre
23 tarifaire est-ce qu'on devrait pas cibler... même
24 si on leur permet de participer, ne devrait-on pas
25 cibler les publics qui sont différents et en

1 conséquence, bien que les tarifs doivent être
2 harmonisés ils doivent offrir des appuis financiers
3 qui diffèrent selon les modalités du programme?

4 R. Oui. C'est juste que pour les mêmes clients mettons
5 au tarif M ils ont accès à deux... deux options
6 différentes, ils peuvent l'OÉI ou la GDP. Puis
7 comme des bons agents économiques, ils vont prendre
8 celle qui est la plus rentable pour eux. En fait,
9 c'est ce que je ferais si j'étais à leur place.

10 Q. **[128]** Je comprends, d'accord.

11 R. Mais vous comprenez que quand j'ai donné l'exemple
12 dans le rapport annuel... oui, allez-y.

13 Q. **[129]** C'est juste que je me demandais si vous
14 vouliez qu'on... pas abandonne, mais qu'on... qu'on
15 regarde moins les clients qui sont plus petits que
16 M et qui n'ont pas d'option de participation dans
17 d'autres programmes que le programme GDP. Alors
18 si...

19 R. Il y a le Flex, là, qu'on avait parlé.

20 Q. **[130]** Oui.

21 R. Mais il n'y a pas de... il y aurait une majoration
22 à faire.

23 Q. **[131]** Mais là, vous offrez la même chose que Flex,
24 par exemple, avec votre strate à cinquante (50).

25 R. Oui, mais comme je vous ai dit je n'avais pas

1 analysé le document que vous m'aviez mentionné
2 tantôt. Peut-être que le cinquante (50) n'est pas
3 suffisant, si l'objectif c'est d'attirer ces
4 clients-là. Là, ce que j'ai dit après c'est que
5 peut-être qu'il y a de l'économie d'échelle
6 d'efficacité économique du fait qu'un agrégateur va
7 pouvoir sortir les... produire les coupures de
8 service à beaucoup moins cher.

9 Q. **[132]** D'accord.

10 R. Puis pour... rapidement, juste pour répondre, on
11 disait qu'il y avait comme une problématique, il y
12 a deux... les clients au M, par exemple, peuvent
13 aller à l'OÉI ou bien au tarif GDP. Effectivement,
14 il pourrait y avoir l'effacement d'un des deux puis
15 avoir le bon prix, là. T'sais, si les deux ont le
16 même prix... Comme j'ai dit, au tarif L il y a un
17 seul programme et il y a de la participation. S'il
18 y avait un GDP à cinquante dollars (50 \$) au tarif
19 L peut-être qu'il n'y aurait aucune participation à
20 l'OÉI aux grandes puissances. Si le prix était plus
21 élevé. C'est ce que je ferais aussi d'ailleurs.

22 Q. **[133]** Je vous remercie beaucoup, Monsieur Cormier,
23 ça va être l'ensemble de mes questions.

24 R. Merci.

25 Q. **[134]** Maître David, avez-vous un réinterrogatoire?

1 Me ÉRIC McDEVITT DAVID :

2 Non, ça va. Il n'y aura pas de questions
3 additionnelles de ma part, alors ça conclut la
4 preuve d'Option consommateurs.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Je vous remercie beaucoup. Alors merci beaucoup,
7 Monsieur Cormier. Je me suis demandée si mon micro
8 était ouvert pendant trente (30) secondes. Et puis
9 vous êtes maintenant libéré, avec nos
10 remerciements.

11 R. Merci.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Maître Turmel.

14 Me SIMON TURMEL :

15 Oui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Nous annoncez-vous une contre-preuve à trois heures
18 moins dix aujourd'hui?

19 Me SIMON TURMEL :

20 Je ne vous annonce pas de contre-preuve, non.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors je ne sais pas si vos témoins sont à
23 l'écoute, mais dites-leur qu'ils sont remerciés
24 et... de leur participation et de leur
25 collaboration et qu'ils sont maintenant libérés.

1 Me SIMON TURMEL :

2 Je leur ferai le message avec grand plaisir.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Je vous remercie. Ça va mettre... les engagements
5 ont été rentrés, oui, ils sont rentrés. Alors
6 parfait. Alors ça va mettre fin à la partie de la
7 preuve liée à l'audience R-4041-2018, Phase 2. Et
8 demain matin à neuf heures (9 h) on va commencer
9 avec les plaidoiries, notamment avec vous, Maître
10 Turmel.

11 Me SIMON TURMEL :

12 Parfait.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Ça va. Je vous remercie beaucoup.

15 Me SIMON TURMEL :

16 Bonne soirée.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Là-dessus, je vais vous souhaiter une bonne soirée.
19 Demain, à neuf heures (9 h).

20 Me SIMON TURMEL :

21 Merci.

22 AJOURNEMENT

23

1 SERMENT D'OFFICE :

2 Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,
3 certifie sous mon serment d'office, que les pages
4 qui précèdent sont et contiennent la transcription
5 exacte et fidèle des notes recueillies par moi au
6 moyen du sténomasque d'une retransmission en
7 visioconférence, le tout conformément à la Loi.

8

9 ET J'AI SIGNE:

10

11

12

Sténographe officiel. 200569-7