

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE RELATIVE AU  
PROGRAMME GDP AFFAIRES

DOSSIER : R-4041-2018

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

AUDIENCE DU 2 OCTOBRE 2018

VOLUME 5

DANIELLE BERGERON et CLAUDE MORIN  
Sténographes officiels

COMPARUTIONS

Me ANNIE GARIÉPY  
avocat de la Régie

DEMANDERESSE :

Me SIMON TURMEL et  
Me ÉRIC FRASER  
avocats d'Hydro-Québec Distribution (HQD)

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN  
avocat de l'Association coopérative d'économie  
familiale de l'Outaouais (ACEFO), l'Association  
hôtellerie Québec et l'Association des  
restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

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

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

Me PIERRE PELLETIER  
avocat de l'Association québécoise des  
consommateurs industriels d'électricité et le  
Conseil de l'industrie forestière du Québec;

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

Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD  
avocate du Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME) et du Regroupement national  
des conseils régionaux de l'environnement du Québec  
(RNCREQ);

Me FRANKLIN S. GERTLER  
avocat du Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
avocat de Stratégies énergétiques (SÉ);

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

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
LISTE DES PIÈCES	7
PRÉLIMINAIRES	8
PREUVE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION	
ANITA TRAVIESO	
RÉMI DUBOIS	
HANI ZAYAT	
STÉPHANIE GIAUME	
DAVE RHÉAUME	
INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER	11
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN	16
INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY	24
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	108
DISCUSSION	172
PREUVE DE L'ACEFO	
JEAN-FRANÇOIS BLAIN	
INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN	184
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	217
PREUVE DE L'ASSQ	
YVES JUNEAU	
YANNICK CHARETTE	
GREG McCULLOUGH	
INTERROGÉS PAR Me MARIE-ANNICK TOURILLON	223

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL	247
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL	248
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	251
PREUVE DE UC	
VIVIANE DE TILLY	
INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD	259
CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL	266

---

LISTE DES ENGAGEMENTS

	<u>PAGE</u>
E-5 (HQD) : Mettre à jour le tableau 3 de la pièce B-0035 intitulé « Coûts des achats d'électricité sans programmes de GDP » (demandé par la Régie)	41
E-6 (HQD) : Indiquer dans quel compte les écarts en lien avec le Programme GDP Affaires ont été récupérés (demandé par la Régie)	52
E-7 (HQD) : Fournir la valeur en mégawatt de la prévision pour les fins de planification des approvisionnements qui a été établie une fois le facteur de correction appliquée, donc la valeur qui a été envoyée pour les années 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018 versus le réel (demandé par la Régie)	55
E-8 (HQD) : Préciser, au tableau R-3.1-C de la pièce B-0038, si le client Centre de données qui est identifié pour un volume de 4,3 MW est détenteur d'un abonnement ou en fait du tarif de développement économique (TDÉ) (demandé par la Régie)	69
E-9 (HQD) : Indiquer combien de clients cesseraient leur participation au programme et quelle serait la baisse de la réduction de puissance dégagée par ce programme dans l'éventualité qu'une approche d'appui, disons financier, dégressive soit adoptée (demandé par la formation)	120

---

R-4041-2018  
2 octobre 2018

- 7 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
A-0039 :	
Tableaux intitulés « Coût évité de transport » et « Coût évité de distribution »	25

---

1 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce deuxième (2e)  
2 jour du mois d'octobre :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du deux (2) octobre  
8 deux mille dix-huit (2018), dossier R-4041-2018.

9 Demande relative au Programme GDP Affaires.

10 Poursuite de l'audience.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, rebonjour à tous. Nous avons quitté hier  
13 avec la question sur le... j'allais dire le taux  
14 horaire, mais c'est pas le taux horaire, mais c'est  
15 le coût sur le marché du court terme.

16 PREUVE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Oui, les coûts horaires. Oui.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Oui.

21 Me ÉRIC FRASER :

22 C'est mon engagement moral, je le cherchais dans  
23 les engagements, moi, ce matin dans les notes  
24 sténos, mais c'est ce qui est...

25



1 LA PRÉSIDENTE :

2 Il faut regarder à « moral ».

3 Me ÉRIC FRASER :

4 Alors, on a fait... on a fait les vérifications et,  
5 si on veut obtenir réponse à la question posée par  
6 mon confrère hier, on doit se référer... La seule  
7 réponse complète qu'on a, c'est l'année deux mille  
8 dix-sept (2017) et elle apparaît au suivi amendé de  
9 l'entente cadre deux mille dix-sept (2017) qui a  
10 été déposée hier dans le cadre d'un suivi  
11 administratif évidemment, et qui pourra... En fait,  
12 s'il n'est pas sur le site de la Régie, on pourra  
13 le transférer là par courriel directement à mon  
14 confrère.

15 En ce qui concerne les informations pour  
16 deux mille dix-huit (2018), on croyait avoir une  
17 partie de cette réponse-là, on ne l'a pas pour...  
18 On croyait que la réponse à l'engagement 5,  
19 l'engagement 5 dans le présent dossier, suite...  
20 qui a été... au mois d'août qui ne découle pas...  
21 l'engagement 5 qui ne découle pas, qui ne découle  
22 pas de l'audience, en fait. On croyait avoir les  
23 réponses des mois de janvier et février deux mille  
24 dix-huit (2018), mais c'est incomplet et il nous  
25 este impossible de donner cette réponse-là avec les

1           taux horaire pour l'instant parce qu'on n'a pas le  
2           temps et la capacité de le faire dans le cadre de  
3           l'audience.

4                       Et par ailleurs, je réitérerais que c'est  
5           une information qui est... Cela étant dit, puis  
6           ayant offert partie de la réponse qu'il nous est  
7           possible d'offrir, je réitère quand même que, cette  
8           question-là, elle est tardive, elle n'empêche  
9           pas... l'absence de réponse pour les années... pour  
10          l'hiver dix-sept, dix-huit (17-18) n'empêchera pas  
11          AHQ-ARQ de faire ses représentations quant à sa  
12          preuve principale. Alors, je réitérerais, en ce qui  
13          concerne le reste de la demande, l'engagement qu'on  
14          a formulé hier... l'objection qu'on a formulée  
15          hier. Pardonnez-moi.

16                      Si vous voulez que je poursuive avec la  
17          question des engagements, je pourrais tout faire  
18          toute la liste, si vous voulez. À moins que mon  
19          confrère ait une réplique.

20          Me STEVE CADRIN :

21          Allez-y, finissez les engagements.

22

---

1 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce deuxième (2e)  
2 jour du mois d'octobre, ONT COMPARU :

3

4 ANITA TRAVIESO

5 RÉMI DUBOIS

6 HANI ZAYAT

7 STÉPHANIE GIAUME

8 DAVE RHÉAUME

9

10 SOUS LA MÊME AFFIRMATION SOLENNELLE, déposent et  
11 disent :

12

13 INTERROGÉS PAR Me ÉRIC FRASER :

14 Q. **[1]** L'engagement numéro 2 qui était du RNCREQ, je  
15 vais me... je vais me tourner vers vous, Monsieur  
16 Zayat. L'engagement numéro 2 qui était d'indiquer  
17 les prix moyens des achats en puissance de court  
18 terme à l'hiver deux mille dix-sept, deux mille  
19 dix-huit (2017-2018) en dollar par kilowatt/mois,  
20 est-ce que vous avez la réponse avec vous?

21 M. HANI ZAYAT :

22 R. Oui.

23 Q. **[2]** Est-ce que vous pouvez nous... nous formuler la  
24 réponse?

25 R. Oui. Donc, j'ai quatre... pour le mois de décembre

1 deux mille dix-sept (2017), les achats de type  
2 UCAP, donc c'était pour un prix moyen payé de  
3 quinze dollars (15 \$) du kilowatt/mois, trois et  
4 soixante-douze... trois dollars et soixante-douze  
5 (3,72 \$) pour le mois de janvier deux mille dix-  
6 huit (2018), trois dollars soixante-sept (3,67 \$)  
7 pour le mois de février deux mille dix-huit (2018)  
8 et sept dollars (7 \$) pour le mois de mars deux  
9 mille dix-huit (2018).

10 Q. **[3]** Je vous remercie.

11 R. Ce sont des prix... oui, des prix US, donc en  
12 dollar américain.

13 Q. **[4]** Excellent. Je vous remercie. Maintenant, je  
14 vais répondre... on va... on a une réponse verbale  
15 également pour l'engagement numéro 3, Monsieur  
16 Dubois, je m'adresserai à vous. L'engagement numéro  
17 3 faisait référence à une lettre d'un client  
18 d'Hydro-Québec Grémont qui a été déposée à titre  
19 d'observations dans le cadre du présent dossier.  
20 Alors, est-ce que vous pouvez nous remettre en  
21 contexte un petit peu votre compréhension de la  
22 raison pour laquelle la Régie a reçu cette lettre?  
23 (9 h 07)

24 R. Effectivement, je pense que ce serait souhaitable  
25 de se faire un petit historique entre nous avec...

1 Ça va expliquer un peu le lien d'affaires qu'on a  
2 avec nos clients dans un cadre d'un projet de cette  
3 nature-là. On se ramène à mars dernier, donc, la  
4 Régie a rendu une décision dans le cadre de la  
5 tarifaire qui remettait en cause la rentabilité du  
6 projet GDP. Donc, on sortait de l'hiver à toutes  
7 fins pratiques. On était encore même dans la  
8 période hivernale. Donc, c'est sûr qu'au niveau de  
9 tout ce qui est volet commercialisation, les deux  
10 grandes périodes de l'année, c'est l'automne et le  
11 printemps. Donc, dans les semaines qui ont suivi la  
12 décision, on a jugé bon d'aviser les clients qu'on  
13 n'avait malheureusement pas une reconduite  
14 officielle du projet GDP.

15 Donc, on l'a fait par l'intermédiaire de  
16 tous les événements auxquels on assiste, des  
17 infolettres aux clients en leur mentionnant  
18 évidemment les trois enjeux au dossier, qu'on a  
19 ramené ça à sa plus simple expression, sur la  
20 rentabilité, la hauteur de l'aide financière et le  
21 volet un peu plus réglementaire.

22 Ce faisant, pour officialiser la demande,  
23 on a évidemment déposé le dossier au mois de mai.  
24 Et dès lors ça a officialisé encore plus notre  
25 démarche. Donc, ça nous justifierait encore mieux

1 face aux clients sur où est-ce qu'on est rendu pour  
2 donner la suite à la décision telle qu'elle était.  
3 Et on a jugé bon aussi d'aviser les clients  
4 majeurs, représentants, partenaires de cet état de  
5 fait.

6 Donc, ce qu'on avait déposé, on les a  
7 invités évidemment à aller voir ce qu'il en est au  
8 niveau du site à la Régie, comment les choses se  
9 passent. Et on les a aussi invités pour certains  
10 d'entre eux qui le souhaitent à émettre des  
11 observations compte tenu du fait qu'il n'y avait  
12 pas d'autres statuts possibles à leur disponibilité  
13 sur le fait que s'ils avaient des choses à dire à  
14 l'égard du programme pour les trois enjeux,  
15 évidemment, c'était la place pour le faire. Ça  
16 s'appelle les observations au niveau réglementaire.  
17 Donc, on a fait évidemment ces appels aux clients  
18 via les délégués et les différents représentants,  
19 clients et partenaires.

20 On a vu le résultat, une soixantaine de  
21 lettres ont été mises au dossier, dont celle de  
22 Grémont qui a exprimée son besoin de se manifester  
23 sur la rentabilité vu de sa chaise, évidemment en  
24 parlant de ses coûts en lien avec ce qu'il reçoit  
25 comme aide financière. Mais en aucun temps Hydro-

1 Québec a dicté quoi dire ou quoi faire. En aucun  
2 temps, Hydro-Québec n'a demandé les coûts inhérents  
3 à chacune des options qui sont faites. On vous l'a  
4 dit hier. Le comment nous préoccupe peu. On est  
5 plus en mode... on veut des mégawatts. Donc, c'est  
6 la façon que le client l'a exprimé. Les soixante  
7 (60) autres lettres sont de toute autre façon.  
8 Chacun y est allé de son cru.

9           Donc, je pense que c'est la réponse qui  
10 était... Enfin l'attente qui était souhaitée du  
11 côté de l'intervenant, c'était de savoir si on  
12 avait fait cette demande-là formellement aux  
13 clients. Donc la réponse est évidemment non. Il n'y  
14 a pas personne des équipes chez nous qui ont ce  
15 mandat-là de demander aux clients les détails de  
16 leur coût de système et autres.

17 Q. **[5]** Excellent! Je vous remercie. En ce qui concerne  
18 l'engagement 4, Madame la Présidente, on aura une  
19 réponse par écrit qui devrait rentrer dans le  
20 courant de l'avant-midi. Ce qui met fin à mes  
21 représentations sur les engagements, à moins qu'il  
22 y ait des commentaires de mon confrère en ce qui  
23 concerne l'engagement sur les taux horaires des  
24 achats de court terme pendant les événements GDP,  
25 au-delà de ce qu'on peut fournir, effectivement.

1 Me STEVE CADRIN :

2 Bon matin. Steve Cadrin pour l'AHQ-ARQ. J'ai pris  
3 note de la non-disponibilité des informations.  
4 Alors, je n'aurai pas de commentaires, si ce n'est  
5 la question de tardivité, là. Ce n'est pas exact.  
6 Dans notre preuve, on mentionne déjà que ces  
7 années-là sont manquantes. Alors, on aura le  
8 commentaire quand on le plaidera finalement sur le  
9 fond. On l'avait déjà demandé ou on l'avait déjà  
10 évoqué dans notre preuve.

11 Mais ceci étant dit, hier, nous avons eu de  
12 l'information additionnelle. Le suivi a été libéré  
13 après les heures normales de bureau, après qu'on  
14 soit parti voter tous. Alors donc, nous avons pris  
15 connaissance du suivi en question. Et j'avais une  
16 question complémentaire en lien avec le suivi deux  
17 mille dix-sept (2017) qui a été libéré hier de sa  
18 confidentialité, si vous me le permettez.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Absolument. Allez-y!

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN :

22 Merci beaucoup.

23 Q. **[6]** Et pour recadrer les questions où nous étions,  
24 le suivi d'entente cadre nous permet de regarder  
25 les achats qui ont été faits de court terme.



1 Évidemment, en deux mille dix-sept (2017), pour  
2 l'hiver deux mille seize-deux mille dix-sept (2016-  
3 2017), plus particulièrement. Et j'avais référé  
4 hier dans mes questions à la pièce B-18 qui est  
5 HQD-2, Document 4, à la page 8. Alors HQD-2,  
6 Document 4, page 8. Et vous vous souviendrez que  
7 cette page contient des tableaux qui tiennent  
8 compte des achats... pas des achats, excusez-moi,  
9 de l'utilisation du GDP Affaires en fonction de si  
10 c'est a.m. ou p.m., selon la période qui a été  
11 utilisée, également le nombre de mégawatts qui a  
12 été généré par l'appel GDP Affaires.

13 Vous vous souviendrez qu'on avait discuté  
14 ensemble du dix-neuf (19) janvier deux mille seize  
15 (2016) où il n'y avait eu aucun achat sur les  
16 marchés de court terme. Monsieur Zayat, votre  
17 réponse était : Bien, on était en mode pratique, en  
18 mode projet pilote, donc on a fait un appel pour  
19 pouvoir justement tester comment fonctionne notre  
20 moyen GDP Affaires, c'était votre réponse que je  
21 résume et vous pourrez préciser, si vous le voulez,  
22 là, dans la réponse à la question que je vous pose  
23 maintenant.

24 (9 h 12)

25 Je passe au tableau suivant. Dans le fond,

1 ça, c'est un tableau de l'hiver deux mille quinze -  
2 deux mille seize (2015-2016) et je vais au tableau  
3 de l'hiver deux mille seize - deux mille dix-sept  
4 (2016-2017), qui, à sa face même, apparaît un hiver  
5 plus chaud, mais de souvenir aussi.

6 Et vous avez trois événements GDP, un le  
7 seize (16) décembre, un le... seize (16) décembre  
8 deux mille seize (2016), neuf (9) janvier deux  
9 mille dix-sept (2017) et dix (10) février deux  
10 mille dix-sept (2017).

11 En regardant le suivi des achats du  
12 Distributeur, on voit qu'il n'y a aucun achat qui a  
13 été fait le dix (10) février deux mille dix-sept  
14 (2017), et j'ajouterai à ça, il n'y a aucun achat  
15 qui a été fait ni avant ni après, là, ce n'est pas  
16 une question juste d'heures ou ces choses-là. Les  
17 seuls achats qui ont été faits, dans votre suivi,  
18 sont des achats qui ont été faits soit le neuf (9)  
19 janvier deux mille dix-sept (2017), il y en a  
20 quelques-uns, et il y en a qui ont été faits le  
21 vingt-huit (28) février deux mille dix-sept (2017).  
22 Mais il n'y a absolument rien autour de la date du  
23 dix (10) février deux mille dix-sept (2017), de  
24 toute façon, et on a cent quatre-vingt-cinq  
25 mégawatts (185 MW), cette fois-ci.

1                   Alors, peut-être me donner l'explication  
2 maintenant pour cette fois-là, le dix (10) février  
3 deux mille dix-sept (2017), pourquoi on a eu  
4 recours au GDP Affaires alors qu'il n'y a aucun  
5 achat de court terme?

6 M. HANI ZAYAT :

7 R. Je n'ai pas la réponse spécifique pour le dix (10)  
8 février deux mille dix-sept (2017). C'est un  
9 événement en particulier, je n'ai pas la  
10 documentation qu'il faut pour revenir au dix (10)  
11 février deux mille dix-sept (2017).

12                   Je peux dire simplement qu'on regarde  
13 l'ensemble de notre portefeuille  
14 d'approvisionnement pour répondre à la demande, en  
15 fonction des aléas de la demande et des... des  
16 contraintes associées à l'offre.

17 Q. [7] Pouvons-nous éliminer maintenant que ce n'est  
18 pas un test, là, cette fois-là?

19 R. Je voudrais voir les notes pour revenir  
20 spécifiquement à cette date-là. Je rappelle aussi  
21 que la GDP est appelable vingt-quatre (24) heures  
22 d'avance alors que... en tout cas, il peut y avoir  
23 des écarts dans les délais de programmation, et  
24 caetera. Et peut-être qu'il y avait des choses qui  
25 étaient anticipées qui ne se sont pas

1 matérialisées.

2 Ça fait partie de la gestion... de la  
3 gestion courante d'utiliser l'ensemble du  
4 portefeuille d'approvisionnement et de trouver le  
5 meilleur... le meilleur moyen d'y répondre.

6 Q. [8] Je comprends que les délais varient, là, vous  
7 pouvez être jusqu'à vingt-quatre (24) heures  
8 d'avance mais beaucoup plus serré par rapport aux  
9 délais. Mais peut-être si vous pouviez prendre  
10 l'engagement de vérifier, j'apprécierais, pour  
11 savoir qu'est-ce qui a justifié le recours au GDP  
12 Affaires le dix (10) février deux mille dix-sept  
13 (2017) alors qu'il n'y a aucun achat qui a été  
14 contracté sur les marchés de court terme selon le  
15 suivi détaillé deux mille dix-sept (2017).

16 Me ÉRIC FRASER :

17 À moins que la Régie estime nécessaire d'obtenir ce  
18 type de preuve là à ce stade-ci du dossier, je vais  
19 m'objecter parce qu'on n'est pas, ici, dans une  
20 enquête sur les faits et gestes du Distributeur  
21 dans la gestion de ses moyens de court terme et ses  
22 moyens de puissance. C'est un niveau de détail qui  
23 est excessif et je ne sais pas dans quelle mesure  
24 ça va nous éclairer sur le débat qui est vraiment  
25 sur la vision sur la qualité du produit qu'on a

1 devant nous.

2 J'ai vraiment l'impression qu'on est dans  
3 une enquête sur la gestion des moyens de court  
4 terme de manière précise et que ce type de question  
5 là n'est pas pertinent dans le cadre du dossier.

6 Me STEVE CADRIN :

7 Alors, quand je posais la question hier c'était  
8 pertinent pour deux mille seize (2016), l'hiver  
9 deux mille seize (2016), là je comprends  
10 qu'aujourd'hui, on s'est découvert une objection  
11 entre les deux. Alors, je ne comprends pas pourquoi  
12 on ne peut pas poser cette question-là,  
13 honnêtement, là, alors qu'elle était bonne hier,  
14 là, puis il n'y avait aucune objection qui a été  
15 mentionnée et tout le monde était content de nous  
16 expliquer que c'était un test. Alors  
17 qu'aujourd'hui, on veut avoir cette information,  
18 effectivement, pour savoir comment on utilise le  
19 moyen GDP Affaires et la qualité du moyen, comme  
20 vient de le dire mon confrère, GDP Affaires et ses  
21 qualités et ses fonctions.

22 Me ÉRIC FRASER :

23 Si vous me permettez, Madame la Présidente, il y a  
24 une grosse nuance sur comment on utilise, pourquoi  
25 on l'utilise, les témoins ont abondamment témoigné.

1                   Là, ce qu'on veut savoir, c'est : « Qu'est-  
2 ce que vous avez fait le neuf (9) janvier deux  
3 mille dix-sept (2017)? » Et là, on s'entend, là, si  
4 hier c'est passé c'est parce que la réponse est  
5 arrivée rapidement et que je ne m'objecte pas pour  
6 le « fun » de m'objecter. Mais là on nous demande  
7 vraiment de retourner dans nos notes pour savoir  
8 exactement la raison pour laquelle on a pris les  
9 décisions le neuf (9) janvier deux mille dix-sept  
10 (2017), et c'est excessif dans le contexte d'un  
11 examen d'un outil pour lequel on a dit quand est-ce  
12 qu'on l'utilisait et comment on l'utilisait.

13 Me STEVE CADRIN :

14 Juste préciser que c'est le dix (10) février deux  
15 mille dix-sept (2017), mais je n'ai rien d'autre à  
16 dire, je vous laisse décider. Je m'excuse.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 C'est correct. Là-dessus, je vais aller avec le  
19 Distributeur, Maître Cadrin. Il n'y a rien dans le  
20 programme, ou, enfin, que je sache, là, qu'il y a  
21 ou qu'il y avait un ordonnancement dans l'ordre des  
22 outils. Il n'y a pas nulle part une place où on  
23 nous disait qu'il devait y avoir une concomitance  
24 quelconque entre les achats court terme et  
25 l'utilisation du GDP Affaires. C'est une décision

1 opérationnelle du Distributeur, dans ce cas-là.  
2 Vous pourrez en inférer les conclusions que vous  
3 voulez puis nous en faire part dans votre preuve,  
4 de dire : bien il devrait y avoir un tel  
5 ordonnancement peut-être dans le... s'il y a  
6 utilisation du GDP Affaires en raison des coûts ou  
7 enfin d'autre raisons. Mais je ne pense pas que  
8 dans ce cas-ci, qu'il y ait une pertinence à avoir  
9 les motifs opérationnels pour lesquels le  
10 Distributeur aurait préféré un moyen d'appro,  
11 plutôt qu'un autre.

12 (9 h 17)

13 Me STEVE CADRIN :

14 Je vous remercie, ça complète mes questions.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Je vous remercie, Maître Cadrin. Maître Sicard,  
17 vous avez eu des réponses à vos engagements. Avez-  
18 vous des questions complémentaires? Je voulais être  
19 sûre de ne pas vous oublier.

20 Me HÉLÈNE SICARD :

21 Non, merci.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Pas de questions complémentaires, je vous remercie.  
24 Alors ça va nous amener à la Régie, Maître Gariépy.

25

1 INTERROGÉS PAR Me ANNIE GARIÉPY :

2 Q. [9] Merci, Madame le Présidente. Donc, Annie  
3 Gariépy pour la Régie. Bonjour aux membres du  
4 panel. Écoutez, dans un premier temps j'aimerais  
5 aborder avec vous la mise à jour de l'analyse  
6 économique qui a été faite, puis plus précisément  
7 la prise en compte des coûts évités de transport et  
8 de distribution. Dans le fond, la pièce référence,  
9 là, je vous réfère à B-0038, qui était la DDR 3 à  
10 la question 2, ce qui est à la page 5. Et pour les  
11 fins de mes questions, je vais aussi verser une  
12 pièce, qui est un extrait de la présentation qui a  
13 été faite dans la séance de travail dans le cadre  
14 du dossier tarifaire 4057, qui sont deux tableaux  
15 sur les coûts évités en transport et les coûts  
16 évités de distribution, qui sont exactement les  
17 tableaux de la présentation, que je vais coter la  
18 pièce A-0039.

19 Donc, je vais commencer mon petit  
20 préambule, vous allez voir, c'est pas... c'est pas  
21 très complexe, là, la pièce c'est juste pour vous  
22 rappeler les chiffres qui étaient dans la  
23 présentation, là, sur les... la méthodologie  
24 d'établissement des coûts évités.

25 Donc, dans sa DDR numéro 3, la Régie a



1 questionné le Distributeur sur la prise en compte  
2 des coûts évités de transport et de distribution et  
3 elle cherchait à obtenir des informations sur...  
4 des précisions sur comment prendre en compte les  
5 coûts évités de transport, comment prendre en  
6 compte les coûts de distribution et s'ils devaient  
7 être séparés les uns des autres. Est-ce que vous  
8 avez maintenant la pièce... le document que j'ai  
9 fait circuler?

10

11 A-0039 : Tableaux intitulés « Coût évité de  
12 transport » et « Coût évité de  
13 distribution »

14

15 Mme STÉPHANIE GIAUME :

16 R. Oui.

17 Q. **[10]** D'accord. Donc, dans le dossier tarifaire du  
18 Distributeur, dans la séance de travail de la  
19 semaine dernière, il y a eu une présentation sur  
20 les coûts évités de transport et de distribution,  
21 puis on a reçu l'information qu'effectivement, la  
22 méthodologie d'établissement de ces coûts évités  
23 n'avait pas été révisée depuis deux mille huit  
24 (2008), là, que c'était une indexation des coûts,  
25 qu'ils étaient vérifiés, mais qu'elle n'avait pas

1           été modifiée.

2                       Si on prend les deux planches, la planche  
3           18 et la planche 20, j'aimerais que vous me  
4           confirmiez ma compréhension de la méthodologie.  
5           Dans un premier temps, sur l'horizon de dix (10)  
6           ans, on voit qu'il y a des prévisions annuelles de  
7           la croissance de la demande totale en puissance.  
8           Dans un cas, pour les coûts évités de transport; et  
9           dans l'autre, pour les coûts évités de  
10          distribution. C'est exact?

11       R. Oui.

12       Q. **[11]** Puis à la... si on voit la ligne, la dernière  
13          ligne, la troisième ligne, on a les coûts des  
14          investissements année par année, qui vont être  
15          nécessaires, qui vont être liés à la croissance de  
16          cette demande-là chaque année. C'est exact?

17       R. Oui.

18       Q. **[12]** O.K. Si on calcule ensuite la valeur... et que  
19          vous calculez ensuite une valeur actualisée nette  
20          pour chacun de ces intrants, la croissance de la  
21          demande puis les investissements, et que ça vous  
22          donne un taux annualisé qui est actualisé et qui  
23          est utilisable globalement. C'est exact?

24       R. Oui, ça donne un coût unitaire actualisé.

25       Q. **[13]** D'accord. Parfait.

1 (9 h 22)

2 Q. **[14]** Maintenant, ici on remarque que la prévision  
3 de la demande en puissance qui permet d'établir la  
4 croissance annuelle n'est pas la même dans les deux  
5 tableaux. Pouvez-vous élaborer là-dessus?

6 Si vous regardez à la première ligne de la  
7 planche 18, on voit que les prévisions de la  
8 demande sont de l'ordre de trente-six mille cent  
9 soixante-dix-sept mégawatts (36 177 MW) puis, dans  
10 le cas du Distributeur, c'est de l'ordre d'environ  
11 huit mille mégawatts (8000 MW) inférieur. Pouvez-  
12 vous nous expliquer la différence.

13 R. Tout à fait. Bien, en fait, dans les coûts de  
14 transport de distribution, les coûts évités, c'est  
15 la pointe avec l'ensemble des clients du Québec  
16 alors que dans les coûts de distribution, nous  
17 n'avons pas la partie grands clients qui sont  
18 directement raccordés au réseau de transport.

19 Q. **[15]** O.K. À ce moment-là, est-ce qu'on doit déduire  
20 que ce n'est pas la croissance totale anticipée.  
21 Dans le cas des deux, si le total de la croissance  
22 en puissance est différent, comment est-ce qu'on  
23 peut dire que c'est la croissance totale anticipée  
24 globale?

25 R. Bien, parce que ça considère uniquement les clients

1 qui sont raccordés soit au poste, soit au niveau  
2 des postes de distribution. Mais c'est à chaque  
3 fois l'ensemble des clients. Puis je vais préciser  
4 que dans le cadre des coûts évités de distribution,  
5 c'est la somme des pointes de chaque poste de  
6 distribution.

7 Q. **[16]** Je vous comprends bien. Par contre, ce que  
8 j'essaie de voir avec vous c'est, à partir du  
9 moment où on établit un coût évité de transport et  
10 de distribution qui va être applicable uniformément  
11 à l'ensemble des mégawatts qui vont être évités,  
12 dans le cas du GDP, ou des mégawatts relatifs à une  
13 nouvelle appro, comment on établit la relation un  
14 pour un pour ces mégawatts-là?

15 Quand on calcule les coûts évités en  
16 transport et en distribution du programme GDP, ils  
17 sont associés à la totalité de la puissance que le  
18 programme permet d'effacer. Est-ce qu'on est  
19 d'accord?

20 R. Oui.

21 Q. **[17]** Oui. Pouvez-vous m'expliquer comment vous  
22 conciliez, si le point de départ en termes de  
23 puissance totale anticipée est différent dans le  
24 cas des coûts évités en transport et des coûts  
25 évités en distribution, comment ces deux coûts vont

1 être applicables dans la même relation.

2           Moi je comprends, logiquement dans ma  
3 réflexion, si je voyais la même prévision de la  
4 demande dans le cas du transport puis de la  
5 distribution en termes de mégawatts, je pourrais  
6 facilement voir la relation qui va être appliquée  
7 un pour un dans les coûts évités qui vont être  
8 calculés pour voir la rentabilité du programme GDP  
9 et qui serait associée à la totalité des coûts des  
10 mégawatts effacés du programme.

11           Lorsque le point de départ est différent,  
12 pouvez-vous m'expliquer comment il va être appliqué  
13 à l'ensemble dans le cas, prenons le cas du coût  
14 évité de distribution dont la référence est  
15 moindre, est-ce que vous pouvez m'expliquer si le  
16 point de départ n'est pas le même, comment on peut  
17 établir la relation entre le coût évité de  
18 transport qui a été établi puis le coût évité de  
19 distribution qui a été établi. Est-ce que c'est une  
20 relation un pour un, est-ce que c'est... Est-ce que  
21 vous me suivez?

22 R. Bien c'est ça, c'est que... Je vais m'essayer. En  
23 fait, on détermine les coûts évités à partir de la  
24 croissance annuelle. C'est pas tant le niveau, ça  
25 va être une valeur actualisée sur la croissance de

1 la charge. Puis dans le cadre des coûts évités de  
2 transport, bien, on considère l'ensemble des  
3 clients qui sont présents puis, dans les coûts  
4 évités de transport, pas tous les clients sont  
5 présents mais, de toute façon, ce qui est important  
6 c'est la croissance annuelle pas tant le niveau.

7 (9 h 27)

8 M. RÉMI DUBOIS :

9 R. Est-ce que je peux... Voulez-vous que je m'essaie?  
10 Je vais essayer. Ce que ça reflète essentiel...  
11 pour avoir un petit peu travaillé là-dedans dans  
12 une autre vie, là, mais ce qu'on essaie,  
13 évidemment, d'évaluer c'est le coût unitaire de  
14 chacun des mégawatts qui vont devoir être desservis  
15 par les deux entités, TransÉnergie, Hydro-Québec  
16 Distribution. Donc, la prévision de la croissance  
17 des besoins à l'échelle du Transporteur, on se  
18 positionne à l'échelle du Québec, donc tout doit  
19 être acheminé pour tous les clients confondus.  
20 Donc, vous avez là chacun des mégawatts demandés en  
21 mode prévision de la charge.

22 Le Transporteur émet un plan  
23 d'investissement en lien avec tout ce qui est  
24 requis pour alimenter ces mégawatts-là de façon  
25 additionnelle par rapport au scénario de base et

1 les investissements du Transporteur sont évidemment  
2 à la hauteur de ce qu'ils sont, donc c'est-à-dire  
3 les postes stratégiques en montant, donc les lignes  
4 735 et autres.

5 Le Distributeur, lui, par ailleurs, lui, il  
6 faut aussi qu'il doive satisfaire la demande.  
7 Évidemment, elle est plus petite parce qu'il y a  
8 d'autres clients qui sont alimentés en haute  
9 tension qui, lui, n'a pas à alimenter, donc la  
10 charge qui est en mode prévisionnel est assurément  
11 plus petite pour la même croissance de la demande  
12 au global et les investissements qui sont là  
13 reflètent la quincaillerie que le Distributeur doit  
14 mettre de l'avant pour alimenter ces mégawatts-là.  
15 Donc lui, il se positionne plus bas dans le réseau,  
16 ce n'est pas les mêmes investissements, et il va  
17 coller à chacun des mégawatts nouveaux... en fait,  
18 une centaine de mégawatts annuels, les  
19 investissements requis pour sa charge.

20 De sorte que quand on évalue une  
21 rentabilité, bon, évidemment, il faut que ça  
22 s'additionne ces choses-là pour quelqu'un qui est  
23 alimenté en moyenne et à basse tension. Donc,  
24 chacun fait son plan d'investissement en lien avec  
25 la réalité que la charge lui provoque sur son

1           réseau. Je ne sais pas si ça aide, j'espère que ça  
2           ne nuit pas.

3           LA PRÉSIDENTE :

4           Q. **[18]** Je m'excuse, je veux juste... Votre réponse,  
5           en gros, c'est juste que vos grands clients qui  
6           sont raccordés sur le réseau de transport, vous  
7           n'en tenez pas compte parce qu'il n'est pas sur  
8           votre réseau de distribution, tout simplement?

9           R. Il n'a aucune incidence sur le réseau de  
10          distribution, il n'y a aucune quincaillerie pour  
11          ces clients-là en termes d'investissement. Ça  
12          s'arrête à des postes de très haut niveau, là,  
13          transformation deux cent trente kV (230 kV) et  
14          autres. Donc, c'est normal de ne pas les considérer  
15          au niveau de la distribution.

16          Q. **[19]** Ça fait que c'est dans la croissance, mais  
17          elle est vraiment juste croissance transport, elle  
18          n'est pas...

19          R. Exactement.

20          Q. **[20]** O.K.

21          Me ANNIE GARIÉPY :

22          Q. **[21]** Excusez. Excusez-moi, une petite question pour  
23          faire une conclusion sur cet aspect-là. Ce que vous  
24          me dites, si j'ai bien compris, c'est que peu  
25          importe la charge qui a... la prévision de la



1 demande, de la croissance en demande, peu importe  
2 qu'elle soit différente à la base, la méthodologie  
3 que vous avez présentée, vous êtes d'avis qu'elle  
4 peut être appliquée à la totalité des mégawatts  
5 d'effacement, là, ou de décroissance générée par le  
6 Programme GDP? Ce qu'on cherche à savoir c'est, si  
7 la méthodologie que le Distributeur a présentée, et  
8 qu'il nous verse au dossier lui permet de  
9 démontrer, dans le fond, que pour l'ensemble de la  
10 charge qui va être effacée, grâce au Programme GDP,  
11 ça représente que... Attendez, je vais rephraser  
12 parce que là, à force de la revirer dans tous les  
13 sens, ça n'en fait plus.

14           Donc, ce que je voulais vérifier avec vous,  
15 c'est que si vous êtes convaincu que la  
16 méthodologie sur les coûts évités en transport et  
17 en distribution fait en sorte qu'elle doit être  
18 applicable à la totalité des mégawatts en  
19 décroissance... parce que ce que vous nous avez  
20 fourni comme information, c'est les coûts évités de  
21 transport et distribution sur la même ligne. Donc  
22 nous, ce qu'on cherche à savoir, c'est, est-ce  
23 qu'il s'applique sur l'ensemble de la charge qui va  
24 être effacée grâce au Programme? Pour le cas de  
25 coûts évités en distribution.

1 Mme STÉPHANIE GIAUME :

2 (9 h 32)

3 R. Je vais juste revenir un tout petit peu en arrière  
4 sur le concept des coûts évités. Donc, que ça soit  
5 transport et distribution, mais effectivement,  
6 coûts évités transport... cette méthode analyse,  
7 quel est le kilowatt supplémentaire... Non. Quel  
8 est le coût qu'engendre un kilowatt supplémentaire  
9 au poste, donc à la pointe, au poste de  
10 distribution, en plus ou en moins? Donc oui, la  
11 méthode... Bien, je vais vous laisser...

12 Q. **[22]** Prenez la pièce B-0038 qui est la réponse à la  
13 demande de renseignements numéro 3 à la question...  
14 Attendez! Je veux juste pas vous... Si vous prenez  
15 à la page 3 le tableau 1 de la pièce B-0038, on a  
16 les... si vous allez à la ligne 12...

17 M. RÉMI DUBOIS :

18 R. Excusez-moi! La pièce B-0038?

19 Me ANNIE GARIÉPY :

20 Q. **[23]** DDR numéro 3. Désolée, je vous avais référé au  
21 tout début à cette pièce-là. Je pensais que vous  
22 l'aviez gardée. Oh, excusez, c'est la mise à jour  
23 de l'analyse économique. Excusez-moi! Je l'ai mal  
24 nommée. Mais c'est la pièce B-0038 quand même.  
25 C'est HQD-1, Document...

1 Mme STÉPHANIE GIAUME :

2 R. Est-ce que c'est HQD-1, Document 4?

3 Q. **[24]** Oui, c'est cela. C'est la pièce B-0038. Donc  
4 tableau 1, vous avez la ligne 12. Ah!

5 R. Oui.

6 Q. **[25]** C'est une erreur dans nos...

7 LA PRÉSIDENTE :

8 La pièce B-0035.

9 Me ANNIE GARIÉPY :

10 Q. **[26]** O.K. On reprend. Donc, page 3 pièce B-0035, la  
11 mise à jour de l'analyse économique dans le  
12 complément de... En tout cas la pièce HQD-1,  
13 Document 4. On va y aller comme ça. On va tous s'y  
14 retrouver. Le tableau 1, ligne 12, l'élément 12, on  
15 voit « coûts évités en transport et distribution. »  
16 Ils sont amalgamés les deux ensemble. Ce que la  
17 Régie cherche à savoir, dans le fond, c'est, au-  
18 delà des questions que je vous ai posées sur la  
19 croissance annuelle qui diffère dans la  
20 méthodologie qu'on voyait dans la séance de  
21 travail, pouvez-vous me dire si, effectivement,  
22 pour chaque mégawatt de décroissance que vous avez  
23 calculé, qui sont liés à l'effacement que le  
24 programme GDP va générer, les coûts évités dans  
25 distribution qui ont été calculés, est-ce qu'ils

1           sont calculés pour chaque mégawatt et dès le  
2           départ?

3           R. Oui.

4           Q. **[27]** D'accord. Merci. On va passer à une autre  
5           question. On va garder la pièce B-0035. Je vais  
6           éviter de vous remêler puis vous envoyer un peu  
7           partout. Et je vais vous demander de voyager entre  
8           les tableaux 1 et 3, donc aux pages 3 et 5 de la  
9           pièce. Je vous amène aux tableaux 1 et 3 parce  
10          qu'ils sont... en fait ils constituent...

11          l'information qui est dans les tableaux 1 et 3,  
12          c'est l'information la plus mise à jour d'un  
13          tableau 11 qui faisait l'objet du complément de  
14          preuve du Distributeur. C'est la même information,  
15          mais elle a été mise à jour. Donc, on va prendre  
16          l'information la plus récente.

17          (9 h 38)

18                        Et, à l'époque, le tableau 11 avait été...  
19          faisait partie du complément de preuve, notamment  
20          pour fournir les coûts de la puissance d'une option  
21          qui serait alternative... si on choisissait une  
22          alternative plutôt que le GDP pour le même nombre  
23          d'heures effacées.

24                        Donc, on veut juste s'assurer qu'on fait la  
25          bonne comparaison entre... d'informations entre le

1           tableau 1 et le tableau 3 pour bien évaluer la  
2 plus-value du programme GDP.

3                       Donc, si on va voir au tableau 3, à la page  
4 5, dans un premier temps, on constate que la ligne  
5 « Coût d'achat d'électricité », qui est la dernière  
6 ligne en bas, a une valeur actualisée nette de deux  
7 cent quatre-vingt-huit virgule huit millions de  
8 dollars (288,8 M\$). On comprend aussi que le  
9 montant n'inclut pas les coûts liés à des  
10 investissements sur les réseaux de transport et de  
11 distribution.

12                      Et on comprend que le Distributeur compare  
13 ce montant de deux cent quatre-vingt-huit virgule  
14 huit (288,8) au coût total actualisé du GDP, qu'on  
15 retrouve au tableau 1, qui est « Coûts totaux GDP  
16 Affaires », qui est à la ligne 8, donc deux cent  
17 sept virgule sept millions (207,7 M). Dans ce  
18 montant-là on a l'appui financier, les charges de  
19 commercialisation et d'exploitation puis les pertes  
20 de revenus. Donc, ça n'inclut toujours pas des  
21 coûts évités en transport et distribution.

22                      S'il n'y avait pas... advenant le cas où il  
23 n'y aurait pas de programme GDP Affaires. Donc, on  
24 retourne dans les montants du tableau 3. La Régie  
25 se demande si les mégawatts qu'il faudrait acquérir

1 pour combler les besoins en puissance à la pointe  
2 ne seraient pas susceptibles de déclencher des  
3 investissements en coût de transport et de  
4 distribution?

5 Si oui, donc vous ferez... dans votre  
6 réponse, là, prenez ça en considération, est-ce  
7 qu'il n'y aurait pas lieu soit de déduire les  
8 économies pour l'évaluation du coût GDP Affaires  
9 en... donc, à la ligne, là, potentiellement, deux  
10 cent sept millions (207 M) moins cent quatre-vingt-  
11 cinq virgule cinq millions (185,5 M) - deux cent  
12 sept (207) étant, au tableau 1, le coût total du  
13 GDP puis cent quatre-vingt-cinq (185) étant le  
14 montant qui a été établi en coûts évités  
15 distribution et transport. Donc, est-ce que ça ne  
16 pourrait pas être en réduction... être déduit des  
17 économies ou de l'ajouter au coût d'achat  
18 d'électricité sans GDP?

19 Juste nous valider si les coûts évités de  
20 transport et de distribution ne devraient pas être  
21 ajoutés à quelque part et, si c'est le cas, où est-  
22 ce que ça devrait être?

23 R. En fait, en toute rigueur, dès lors que la GDP nous  
24 économiserait un coût de transport, distribution de  
25 l'ordre de deux cents millions (200 M), donc il

1           faudrait le rajouter au coût d'achat d'électricité.

2           Donc... c'est ça.

3           Q. **[28]** Donc, ce que vous nous dites, c'est en  
4           addition au tableau 3?

5           R. Oui.

6           M. HANI ZAYAT :

7           R. En fait, en addition à la partie du haut du tableau  
8           3, donc la partie qui s'appelle « Coût d'achat  
9           d'électricité », on devrait lire aussi, comme au  
10          tableau 1, un coût évité... là ça ne sera pas un  
11          coût évité mais un coût de transport et  
12          distribution de cent... de presque deux cents  
13          millions (200 M). Et ça serait rajouté à  
14          l'alternative à l'utilisation de la GDP.

15          Q. **[29]** Merci. On va demeurer toujours à la pièce  
16          B-0035, au tableau 3. Excusez-moi un instant.  
17          (9 h 43)

18                   Désolée. Donc, dans la... dans la décision  
19          D-2018-113, la Régie demandait une mise à jour des  
20          analyses économiques pour expliquer ou corriger les  
21          différences entre les mégawatts utilisés dans le  
22          calcul... les tableaux du TNT, puis du... des coûts  
23          d'achat d'électricité sans le Programme GDP. À  
24          la... au tableau... je vous demande toujours, en  
25          fonction du tableau 3 de la page... de la pièce

1 B-0035, le Distributeur n'a pas modifié la ligne  
2 « mégawatts à acquérir » pour établir le bilan du  
3 scénario sans GDP, mais a précisé en dessous que le  
4 tableau R-2.2-C - qui est l'équivalent du tableau 3  
5 de la pièce B-0035, là, c'est la même information  
6 qui y apparaît - illustre l'impact des coûts  
7 d'achat d'électricité dans une situation sans aucun  
8 programme de gestion de la demande en puissance,  
9 quelle que soit cette clientèle. Donc, ça inclut  
10 les initiatives qui touchaient la clientèle  
11 résidentielle. Puis le Distributeur souligne que le  
12 tableau 3 atteindrait la somme de deux cent quatre-  
13 vingt-quatre virgule trois millions (284,3 M\$)  
14 plutôt que deux quatre-vingt-huit virgule huit  
15 (288,8 M\$).

16 Juste à des fins d'avoir une preuve pour le  
17 dossier GDP Affaires, puisque c'est ça qu'on  
18 examine en ce moment, et que c'est les chiffres  
19 dont on a besoin pour apprécier la rentabilité du  
20 Programme GDP Affaires, est-ce qu'il serait  
21 possible de déposer le tableau 3, qui illustrerait  
22 les coûts d'achat d'électricité sans le Programme  
23 GDP Affaires, ce qui nous permettrait de mener à...  
24 de concilier les bons chiffres pour le TNT.



1 Mme STÉPHANIE GIAUME :

2 R. Oui, tout à fait.

3 Q. **[30]** Donc oui, ça va être par engagement. On est  
4 rendus à quel numéro?

5 R. Alors on est à 5.

6 Q. **[31]** Donc, mettre à jour le tableau 3 de la pièce  
7 B-0035 sans... le coût des achats d'électricité  
8 sans le Programme GDP Affaires. Merci.

9

10 E-5 (HQD) : Mettre à jour le tableau 3 de la pièce  
11 B-0035 intitulé « Coûts des achats  
12 d'électricité sans programmes de GDP »  
13 (demandé par la Régie)

14

15 M. HANI ZAYAT :

16 R. Sans... vous voulez dire sans le Programme GDP  
17 Résidentiel. Uniquement pour le Programme GDP  
18 Affaires.

19 Q. **[32]** Exactement, uniquement pour le Programme GDP  
20 Affaires.

21 R. Et pour être sûr de tout mettre sur le même  
22 tableau, on rajoutera la ligne « coûts évités  
23 transport et distribution » sur le même tableau,  
24 pour que ce soit plus facile à suivre pour tout le  
25 monde.

1 Q. [33] On ne pourrait demander mieux. Merci.  
2 Maintenant, j'aimerais faire un petit suivi sur la  
3 préoccupation que la Régie avait exprimée dans la  
4 décision D-2018-113 à propos du double paiement  
5 pour... ou du double comptage de mégawatts effacés.  
6 On avait... la Régie avait soulevé cette  
7 problématique dans sa décision et là, j'espère que  
8 je ne me trompe pas en vous référant à la pièce  
9 B-0038 à la question... à la réponse 1.1, la pièce  
10 B-0038 étant la pièce HQD-2, Document 1.2, où le  
11 Distributeur nous explique les motifs pour lesquels  
12 la préoccupation de la Régie était... exprimait  
13 quelque chose qui potentiellement... qui pouvait  
14 arriver, mais que le Distributeur était conforté  
15 dans l'idée que ça se résorberait.

16 Vous mentionnez dans... qu'il y a un écart  
17 de vingt-sept mégawatts (27 MW) entre les  
18 réductions de puissance anticipée du Programme et  
19 l'apport réel observé. Cependant, si on regarde les  
20 résultats fournis dans la preuve originale, à la  
21 pièce HQD-1, Document 1, si vous voulez, au tableau  
22 3 de cette pièce-là, on voit que les résultats du  
23 Programme en deux mille dix-huit-deux mille dix-  
24 neuf (2018-2019) s'établissent à deux cent quatre-  
25 vingt-sept mégawatts (287 MW). Donc on comprend que

1 c'est une charge réelle. C'est ce qui s'est  
2 réellement passé.

3 (9 h 48)

4 Lorsque vous faites référence à l'écart de  
5 vingt-sept mégawatts (27 MW), entre les réductions  
6 de puissance anticipée et l'apport réel observé  
7 pour deux mille dix-sept-deux mille dix-huit (2017-  
8 2018), pouvez-vous préciser où est-ce qu'on  
9 retrouve l'information sur cette prévision-là, à  
10 quelle prévision exactement vous faites référence.

11 Est-ce que vous avez une source que vous  
12 pouvez nous fournir, une date d'émission de la  
13 prévision puis un endroit où on retrouverait cette  
14 information.

15 Mme ANITA TRAVIESO :

16 R. En fait, ce qu'on dit c'est que, au budget, on  
17 avait dans ce cas présent indiqué deux cent trente  
18 mégawatts (230 MW). Par contre, par la suite, les  
19 clients nous fournissent des projets et pour les  
20 clients...

21 O.K., nous on reçoit des projets donc ça a  
22 dépassé ce qu'on avait mis au budget, comme on le  
23 sait, ça a fini à deux cent quatre-vingt-sept (287)  
24 sauf que les clients, eux, quand ils nous donnent  
25 leurs prévisions, on valide la coïncidence et donc,

1 on dégraisse un peu ce que les clients nous  
2 donnent, et là, nous, à la fin ou à la mi-octobre,  
3 lorsqu'on a tabulé et fait toutes nos analyses et  
4 vérifications, on a donné le deux cent soixante  
5 mégawatts (260 MW) à l'équipe d'approvisionnement.

6 Et donc, c'est ça qu'eux mettent dans leur  
7 bilan au mois d'octobre ou dans leur prévision, je  
8 ne sais pas le terme exact, et c'est pour ça qu'on  
9 dit qu'il y a un écart. À la fin de l'année on a  
10 découvert que c'était deux cent quatre-vingt-sept  
11 (287). Donc, pour nous, le delta est de deux cent  
12 soixante (260) à deux cent quatre-vingt-sept (287).

13 Je ne sais pas si c'est clair mais... Donc,  
14 on a fini à deux cent quatre-vingt-sept (287). Ce  
15 qu'on a mis à notre bilan c'était deux cent  
16 soixante (260), malgré que dans les budgétés  
17 lorsqu'on fait nos prévisions à long terme, on  
18 avait pensé qu'on allait faire deux cent trente  
19 (230).

20 Q. **[34]** Donc, quand vous nous disiez que l'écart était  
21 de vingt-sept mégawatts (27 MW), c'était entre ce  
22 qui avait été prévu dans la preuve originale du  
23 dossier tarifaire, ce qui avait été présenté dans  
24 la preuve originale au mois d'août du dossier  
25 tarifaire deux mille dix-sept-deux mille dix-huit

1 (2017-2018), donc le deux cent trente mégawatts  
2 (230 MW) puis que vous avez révisé par le facteur  
3 de correction puis ça, ça a été envoyé à l'équipe  
4 des appros.

5 R. Non, en fait, le deux cent trente (230) c'est ce  
6 qu'on projette avant que les clients nous  
7 soumettent des projets. Les clients, par la suite,  
8 nous soumettent des projets. C'est jamais  
9 exactement ce qu'on prévoit à l'avance. Donc,  
10 c'était plus haut que ça.

11 En fait, peut-être qu'eux nous ont soumis,  
12 j'ai pas le chiffre exact, lorsqu'ils nous les ont  
13 déposés, on était peut-être à trois cents mégawatts  
14 (300 MW). On fait notre évaluation, notre  
15 validation de coïncidence et on finit à deux cent  
16 soixante (260). Ça, c'est au mois d'octobre. Donc,  
17 au mois d'octobre de cette année-là, on avait deux  
18 cent soixante (260) qu'on a transmis à l'équipe  
19 d'approvisionnement.

20 Toutefois, étant donné que lorsqu'on les  
21 appelle des fois ils font mieux que prévu, et  
22 cetera, ça a fini au réel à deux cent quatre-vingt-  
23 sept (287).

24 Q. [35] D'accord. Si on voulait concilier cette  
25 information-là que vous nous avez donnée en réponse

1           aux demandes de renseignements de la Régie et les  
2           prévisions qui sont déposées dans les dossiers  
3           tarifaires de chaque année, est-ce qu'il y a moyen  
4           de faire ça? Est-ce que c'est de l'information...

5                        Ce qu'on essaie de voir c'est lorsque vous  
6           nous parlez d'un écart en réduction entre ce que  
7           vous anticipiez puis ce qui a été prévu en termes  
8           de gestion des appros et ce qui apparaît dans le  
9           dossier tarifaire, comment la Régie peut concilier  
10          ces informations-là?

11          LA PRÉSIDENTE :

12          On vous écoute Monsieur Zayat.

13          M. HANI ZAYAT :

14          R. Bien, j'ai probablement pas bien écouté la question  
15          mais on me dit que c'était ça la question. Donc, le  
16          deux cent soixante mégawatts (260 MW),  
17          effectivement, c'est ce qui sert, donc, dans la  
18          mesure où leur anticipation c'est que la  
19          coïncidence des mégawatts et du programme est de  
20          deux cent soixante mégawatts (260 MW) et que c'est  
21          ça qui est contributif, bien, c'est le chiffre qui  
22          est utilisé pour compléter les achats avant  
23          l'hiver, l'exercice qu'on fait, que je vous  
24          mentionnais hier, qu'on fait entre le mois de  
25          septembre et novembre au plus tard.

1                   Donc, on complète la préparation de  
2 l'hiver, donc les achats de puissance en fonction  
3 du dernier chiffre qui nous est fourni en termes de  
4 coïncidence.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Q. [36] Je m'excuse, c'est parce que la question était  
7 comment que ça se retrouve dans le dossier  
8 tarifaire. Parce que je comprends que nous ce qu'on  
9 a au mois d'août, c'est votre première prévision  
10 et, des fois, dans le dernier dossier, de mémoire,  
11 c'est à peu près deux cent trente (230) et là, vous  
12 nous dites « On l'a ajusté à deux cent soixante  
13 (260). ».

14                   Mais dans le dossier tarifaire, si vous ne  
15 l'ajustez pas, il y a un cinquante-sept mégawatts  
16 (57 MW) de différence et c'est là où nous on voit  
17 l'impact. Alors comment vous faites pour ajuster au  
18 niveau du dossier tarifaire ce raffinement que  
19 madame Travieso nous indique dans la réponse, mais  
20 nous on ne le voit pas dans le dossier tarifaire.  
21 Alors, comment vous faites pour que nous on ait  
22 cette information-là?

23 (9 h 53)

24 R. Merci pour la question. Hier j'aurais voulu le...  
25 il y avait des commentaires là-dessus. En fait,

1 dans le dossier tarifaire, on donne nos  
2 anticipations pour le prochain hiver en fonction de  
3 la prévision qui est au dossier tarifaire. Par  
4 contre, c'est sûr, avant la préparation de l'hiver,  
5 on complète les achats en fonction de la dernière  
6 image qu'on voit. Et donc, on est tenu de faire les  
7 achats, si ce n'est pas de la GDP, ça va être  
8 d'autre chose. Donc, on va compléter le bilan. Et  
9 les écarts par rapport à la tarifaire se retrouvent  
10 dans le... là, je ne veux pas me mêler dans les  
11 comptes, mais dans le compte d'écarts ou dans le  
12 compte de frais reportés. Donc, autant je...

13 Q. **[37]** Je m'excuse, je vais voler votre ligne de  
14 questions, je m'excuse, mais là, c'est parce que ce  
15 n'est pas un appro, alors ça ne va pas dans le  
16 compte de « pass on » pour les appros. Alors, peut-  
17 être que dans le passé ça y était, pourriez-vous  
18 peut-être me le confirmer où ça allait avant, les  
19 écarts? Est-ce que vous mettiez ça dans le compte  
20 de « pass on »?

21 R. Je ne peux pas vous répondre.

22 Q. **[38]** Auriez-vous la gentillesse de regarder et de  
23 nous revenir avec un engagement?

24 R. Certain... bien, je...

25 Q. **[39]** Cette année, dans un dossier d'intervention en



1           efficacité énergétique, de mémoire, mais par les  
2           années passées, les écarts, si vous pourriez nous  
3           dire où vous les avez mis, là, dans quel compte  
4           réglementaire, ça nous serait d'une grande utilité.

5           Me ÉRIC FRASER :

6           Madame la Présidente, si vous me permettez, on va  
7           confirmer, là, mais ma compréhension étant que la  
8           GDP était comptabilisée dans le « pass on », donc  
9           jusqu'à la dernière décision, les écarts qui  
10          pouvaient résulter, tant en appro qu'en GDP étaient  
11          comptabilisés dans le « pass on ». Aujourd'hui, ce  
12          n'est pas le cas, donc la première année où c'est  
13          avéré, puis là, je vous épargne les dates, on a  
14          absorbé l'écart. Et cette année, bien il y aura  
15          deux comptes, il y a un compte qui existe pour la  
16          GDP et... Mais si les écarts dans la GDP  
17          entraînent, occasionnent des augmentations ou des  
18          diminutions d'achats en approvisionnement,  
19          évidemment, ça va se répercuter dans le compte de  
20          « pass on ». Donc, en mode prévisionnel, on voit  
21          qu'il y a deux comptes qui vont capter les écarts  
22          d'un côté et de l'autre, mais qu'il y a  
23          probablement une année... Et ça, c'est dit sous  
24          toute réserve, là, on confirmera, là, mais il y a  
25          probablement une année où il y aura un écart qui va

1 être absorbé par le Distributeur.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Bien en fait, ma compréhension c'est que cette  
4 année, l'écart vous demandez de le repasser parce  
5 qu'il y a eu un compte d'écarts de créé l'année  
6 passée?

7 Me ÉRIC FRASER :

8 Hum hum, exact.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Donc, on ne sait pas encore qui absorbe quoi, ça va  
11 dépendre de la décision à venir dans le dossier  
12 tarifaire.

13 Me ÉRIC FRASER :

14 Tout à fait.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Mais pour les années passées, si vous auriez la  
17 gentillesse de nous indiquer où vous avez repassé  
18 les écarts, ça serait apprécié.

19 Me ÉRIC FRASER :

20 Oui, je vais vous confirmer, mais j'imagine que  
21 tous ces écarts-là se sont retrouvés dans le compte  
22 de « pass on » pour les années antérieures.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Je vous remercie.

25

1 LA GREFFIÈRE :

2 Est-ce qu'on prend l'engagement?

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Oui.

5 LA GREFFIÈRE :

6 Ça sera l'engagement numéro 6.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Je m'excuse, Maître Gariépy, je vous ai volé votre  
9 ligne.

10 Me ANNIE GARIÉPY :

11 Je peux continuer?

12 LA GREFFIÈRE :

13 Pouvez-vous reformuler l'engagement, s'il vous  
14 plaît?

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Voulez-vous que je le fasse ou vous voulez le  
17 faire?

18 Me ÉRIC FRASER :

19 Bien écoutez, c'est selon vous, je vous laisse  
20 décider. Je peux le faire si vous voulez, là,  
21 mais...

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Que le Distributeur s'engage à fournir ou indiquer  
24 dans quel compte les écarts en lien avec le  
25 Programme GDP Affaires ont été récupérés, si vous

1           voulez, je ne sais pas si le terme est le bon, là,  
2           mais récupérés.

3           Me ÉRIC FRASER :

4           C'est bon.

5

6           E-6 (HQD):     Indiquer dans quel compte les écarts  
7                           en lien avec le Programme GDP Affaires  
8                           ont été récupérés (demandé par la  
9                           Régie)

10

11           (9 h 58)

12           Me ANNIE GARIÉPY :

13          Q. **[40]** Bon. Pour ma part, ce que j'aimerais obtenir  
14           en complément de réponse, c'est une illustration,  
15           dans le fond, entre la prévision qui a été utilisée  
16           aux fins de la planification des appros, ce que  
17           vous nous disiez qui était contributive, donc en  
18           précisant... pour les trois années où on a le  
19           Programme GDP qui présentait des résultats au réel,  
20           donc pour les années deux mille quinze, deux mille  
21           seize (2015-2016), deux mille seize, deux mille  
22           dix-sept (2016-2017), deux mille dix-sept, deux  
23           mille dix-huit (2017-2018), avoir à la fois le  
24           nombre de mégawatts qui était contributif et qui  
25           était envoyé aux fins de la prévision des appros,

1           pour qu'on puisse le comparer avec l'effacement  
2           réel du programme. Est-ce que c'est possible?

3           Mme ANITA TRAVIESO :

4           R. Oui.

5           Q. **[41]** Est-ce que vous avez cette information-là en  
6           ce moment?

7           R. Je ne l'ai pas en ce moment, mais, ça, c'est de  
8           l'information qui est disponible.

9           Q. **[42]** D'accord. On pourra prendre un engagement en  
10          ce moment?

11          M. RÉMI DUBOIS :

12          R. Pas de problème pour un engagement, mais je ne sais  
13          pas si on ne peut pas même trouver la réponse en  
14          cours de route, là.

15          Me ÉRIC FRASER :

16          Oui. Est-ce que vous pouvez reformuler  
17          l'engagement? Malheureusement, j'étais en train  
18          d'écrire le précédent engagement.

19          Me ANNIE GARIÉPY :

20          Oui. En fait...

21          Me ÉRIC FRASER :

22          Je ne l'ai pas entendu.

23          Me ANNIE GARIÉPY :

24          En fait, ce que la Régie souhaite obtenir, c'est la  
25          valeur en mégawatt de la prévision qui est

1 contributive pour les fins de planification des  
2 appros qui a été établie une fois le facteur de  
3 correction appliqué, donc la valeur qui a été  
4 envoyée pour les années quinze-seize (15-16),  
5 seize, dix-sept (16-17), dix-sept, deux mille dix-  
6 huit (17-18) pour qu'on puisse les comparer avec  
7 l'effacement réel qui a été constaté dans les  
8 dossiers tarifaires.

9 M. RÉMI DUBOIS :

10 R. Moi, j'aimerais ça planif versus réel. On s'entend-  
11 tu là-dessus?

12 Q. **[43]** Planif envoyé aux appros?

13 R. Oui. Versus réel, fin d'hiver qui a suivi. On  
14 s'entend?

15 Q. **[44]** On s'entend là-dessus.

16 R. Parfait. O.K.

17 Me ÉRIC FRASER :

18 O.K. Excellent.

19 R. Excellent, je pense que...

20

21 E-7 (HQD) : Fournir la valeur en mégawatt de la  
22 prévision pour les fins de  
23 planification des approvisionnements  
24 qui a été établie une fois le facteur  
25 de correction appliquée, donc la

1                                    valeur qui a été envoyée pour les  
2                                    années 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018  
3                                    versus le réel (demandé par la Régie)

4  
5                    Me ANNIE GARIÉPY :

6            Q. **[45]** Une petite question aussi. Par ailleurs, est-  
7                    ce que le facteur de correction dont vous nous avez  
8                    parlé est appliqué dans le cas des projets déposés  
9                    par des agrégateurs?

10                    Mme ANITA TRAVIESO :

11            R. Tous les projets sont analysés.

12            Q. **[46]** O.K. J'aimerais aussi vous entendre sur...  
13                    pour savoir s'il ne serait pas opportun, dans le  
14                    Guide du participant, d'ajouter aux droits d'Hydro-  
15                    Québec où ils se limitent? Vous savez, au début,  
16                    là, dans la première page, il y a les clauses où le  
17                    Distributeur se permet de refuser un projet et tout  
18                    ça, qu'il y aurait une clause qui permettrait à  
19                    Hydro-Québec de limiter la quantité de puissance  
20                    qui pourrait être appelée par le programme? Qui ne  
21                    serait pas une obligation, mais qui serait un  
22                    droit, là. Est-ce que vous croyez qu'on pourrait  
23                    avoir une idée sur comment vous anticipez la plus-  
24                    value d'une telle clause en lien avec justement la  
25                    possibilité qu'il y ait un problème entre les

1 prévisions et le réel?

2 R. Bien, en fait, comme on vous dit, le but, c'est  
3 qu'on prévoit à long terme. On fait des évaluations  
4 sur le potentiel, mais on est toujours à la  
5 recherche de plus de mégawatts possible. Donc,  
6 c'est pas dans notre intérêt de bloquer. On fait  
7 beaucoup de sollicitations auprès de nos clients,  
8 nos partenaires et on incite de plus en plus nos  
9 clients à participer. Donc de les limiter ou de  
10 mettre un bloc maximum, c'est difficile parce que  
11 lorsqu'ils nous soumettent les projets, il faut les  
12 évaluer, donc ce serait comme lequel qu'on refuse  
13 et à quel moment. Donc, c'est pas vraiment quelque  
14 chose qui est envisageable.

15 Q. [47] Merci. Je vais changer de ligne de questions  
16 complètement. Je voudrais aborder la question de  
17 l'appui financier uniforme qui est offert via le  
18 Programme de GDP. Dans un premier temps, c'est une  
19 question un peu plus générale au niveau des  
20 principes.

21 Pour le programme GDP Affaires, on retrouve  
22 sous un même programme, avec un appui financier qui  
23 est fixe et uniforme pour tous à soixante-dix  
24 dollars du kilowatt (70 \$/kW), des clients petites  
25 et moyennes puissance avec des PMA de cinquante



1 kilowatts (50 kW) et plus. Des clients de grande  
2 puissance avec des PMA de plus de cinq mille  
3 kilowatts (5000 kW).  
4 (10 h 03)

5 Bon. En matière de tarification, il fait  
6 partie des bonnes pratiques de segmenter la  
7 clientèle en différentes catégories de  
8 consommateurs qui sont relativement homogènes puis  
9 qui partagent des caractéristiques de consommation  
10 similaires. C'est pour ça qu'on retrouve petite,  
11 moyenne, grande puissance, entre autres. Puis à  
12 l'intérieur de ces catégories-là, on a des  
13 segmentations qui peuvent être liées au FU qui  
14 serait plus faible, comme dans le cas mettons du  
15 tarif G9 qui distingue du tarif M qui est le tarif  
16 général de moyenne puissance.

17 Pouvez-vous élaborer pourquoi, dans le cas  
18 du GDP, il serait indiqué et optimal de regrouper  
19 sous un même programme, avec un appui fixe et  
20 uniforme pour tous, des clients de petite, de  
21 grande puissance? Puis on va faire outre de la  
22 simplicité, là. Je sais que c'est votre  
23 principale... Vous nous l'avez déjà exprimé en  
24 réponse aux questions. Mais si vous pouviez  
25 élaborer sur, en lien avec les principes généraux

1           tarifaires.

2           M. DAVE RHÉAUME :

3           R. Peut-être juste... Vous avez amorcé votre question  
4           en précisant que c'était une bonne pratique d'un  
5           point de vue tarifaire de segmenter des clients en  
6           groupes, je pense que vous avez utilisé le mot  
7           « relativement homogènes ». La raison généralement  
8           pourquoi c'est la pratique, c'est parce que les  
9           groupes de clients homogènes ont des coûts  
10          similaires. Donc, on essaie d'avoir des tarifs  
11          notamment qui visent à refléter les coûts. Dans ce  
12          cas-ci étant donné que c'est l'inverse d'un tarif,  
13          c'est le Distributeur qui émet le chèque, il faut  
14          se poser la question, de qu'est-ce qui est... si on  
15          veut regrouper des gens par groupes similaires, la  
16          question c'est similaire sur quoi? C'est similaire  
17          sur ce qu'ils apportent au Distributeur.

18                 Dans ce cas-là, que ce soit des gros  
19          clients, des petits clients, ils apportent le même  
20          bénéfice. Le bénéfice, c'est l'effacement en  
21          puissance. Puis, ça, bien, il y a beaucoup de  
22          questions sur les coûts évités. Puis il n'y a pas  
23          de distinction dans toutes les questions qu'on a  
24          entendues sur les coûts évités, que le client soit  
25          gros, petit, moyen, bon FU, mauvais FU.

1                   Donc, étant donné que le bénéfice pour le  
2 Distributeur est le même, il y a un seul  
3 regroupement de clients, c'est la somme des clients  
4 qui génèrent un coût évité de l'ordre de plus de  
5 cent dollars (100 \$). Et la réalité de ces clients-  
6 là sur le point de vue commercial, au niveau des  
7 coûts qu'ils encourent, bien, on n'a pas de raison  
8 de penser, il n'y a pas de preuve au dossier qui  
9 nous mène à penser que ce serait logique de traiter  
10 ces clients-là différemment d'un point de vue  
11 commercial. Donc, on pense que le programme tel  
12 qu'il est dessiné, il reflète absolument les bonnes  
13 pratiques. C'est de refléter de façon uniforme le  
14 bénéfice uniforme que ces clients-là apportent au  
15 Distributeur, et donc à l'ensemble des clients.

16 Q. **[48]** Merci. Vous nous avez parlé de coûts  
17 similaires dans le cas des tarifs. Puis vous avez  
18 adapté ça en nous disant que dans le cadre du  
19 programme GDP Affaires, ils apportent tous le même  
20 bénéfice du point de vue du Distributeur et que  
21 c'est pour ça que l'appui financier était uniforme.  
22 Qu'en est-il de l'impact sur les coûts pour les  
23 clients qui sont... les coûts directs pour les  
24 clients qui sont disparates et qui ne sont pas  
25 uniformes?

1 M. RÉMI DUBOIS :

2 R. Bien, effectivement, on n'est pas... on est à  
3 l'affût de ça. On sait bien que, pour certains  
4 clients, le montant qui est proposé en vertu de ce  
5 que ça nécessite chez eux, que ce soit en  
6 investissement, en processus, en façon de faire, en  
7 fermeture ou autre, fait en sorte que l'adhésion  
8 n'est pas au rendez-vous pour tout le monde. La  
9 preuve, c'est qu'on est rendu à bientôt trois cents  
10 mégawatts (300 MW) et on vous dit, et on le répète  
11 souvent qu'on espère aller en chercher cinq cents  
12 (500).

13 Donc, on est tous conscients que ce n'est  
14 pas nécessairement accessible pour tout le monde en  
15 lien avec ce qui est proposé dans les modalités  
16 comme telles. Le soixante-dix dollars (70 \$) n'est  
17 pas un lien avec les coûts des clients. On le  
18 répète, c'est un incitatif qu'on juge suffisant,  
19 nécessaire et utile pour que les clients adhèrent à  
20 l'offre qu'on leur fait, enfin qui contribue au  
21 bilan du Distributeur. Donc, on est beaucoup plus  
22 sur le volet de ce que ça prend pour que les gens  
23 adhèrent, sachant que tous n'adhéreront pas, comme  
24 n'importe quel programme commercial.

25 Q. [49] Comme l'appui financier uniforme et que les

1 coûts ne sont pas nécessairement similaires pour  
2 l'ensemble des clients, bien, des participants,  
3 est-ce que vous avez... est-ce que vous avez vu un  
4 profil au niveau de la démographie des participants  
5 que vous pouvez tirer des grandes lignes qui serait  
6 une conséquence, dans le fond, de cet appui-là?  
7 Est-ce que vous remarquez une démographie à  
8 l'intérieur des tarifs ou des types de clients en  
9 fonction de leur puissance qui est en train de  
10 s'établir. Donc, pour le Distributeur, est-ce que  
11 le programme GDP a un profil de clientèle?

12 (10 h 08)

13 Mme ANITA TRAVIESO :

14 R. Non, pas vraiment. On voit, dans les tableaux, les  
15 différents tableaux qu'on vous a donnés, c'est  
16 très, très bien représenté. Je veux dire, il y a  
17 des participants du petit jusqu'au très gros, on  
18 l'a vu par les différents tableaux qu'on nous a  
19 demandés. On ne voit pas vraiment de tendance que  
20 c'est plus approprié pour un certain secteur ou un  
21 autre. Donc, c'est pour ça que ça revient à dire  
22 que l'offre commerciale... ça ne veut pas dire  
23 qu'un petit, ça va lui coûter plus cher qu'un gros  
24 pour faire la GDP. En fait, on ne le sait pas  
25 exactement mais on voit que la répartition est

1            quand même très uniforme, homogène, à travers toute  
2            notre clientèle.

3            Q. [50] D'accord. Pour aller un petit peu plus loin  
4            dans cette ligne de questions. Si on regarde à la  
5            pièce B-0007, qui se trouve à être la cote HQD-1,  
6            document 2, si on va voir au tableau 1 de la page  
7            8, on a une ventilation des projets par types de  
8            clients. Imaginons, là... prenons... on va essayer  
9            d'aller un petit peu plus loin dans la réponse que  
10           vous m'avez donnée. On va prendre un type de client  
11           en particulier, là, soit peut-être « Édifices à  
12           bureaux » ou « Secteur de la santé », là.

13                        Est-ce que le Distributeur a fait certaines  
14            démarches, un sondage, des « focus group », auprès  
15            des participants afin de savoir si à l'intérieur  
16            même d'un type de client donné, un type de  
17            clientèle, le montant d'investissement puis les  
18            dépenses requises pour participer au programme est  
19            proportionnellement le même, à savoir en dollars  
20            par kilowatt d'effacement, que ce soit pour des  
21            clients qui seraient dans la même catégorie de  
22            clients, là, imaginons « Édifices à bureaux », puis  
23            qu'il y aurait un client petite puissance, moyenne  
24            puissance ou grande puissance? Est-ce que c'est des  
25            informations dont vous disposez?

1 R. Non, on ne dispose pas de cette information. Comme  
2 on vous a dit, on n'est pas vraiment... on laisse  
3 libre les clients de faire les mesures qu'ils  
4 veulent avec les moyens qu'ils ont, soit  
5 comportemental ou autres. On ne s'immisce pas dans  
6 leur façon de faire ni dans les investissements.  
7 Donc, on ne possède pas cette information.

8 Q. **[51]** D'accord. Est-ce que votre réponse serait la  
9 même, là, quant au... à l'impact, là, pour les  
10 clients petite... les clients de petite envergure,  
11 là, qui contribueraient à... sur les clients... les  
12 participants de petite puissance qui ont des coûts  
13 personnels plus importants, là, qui doivent  
14 utiliser la gestion de leur personnel plutôt que de  
15 l'automatisation ou des choses comme ça. Est-ce que  
16 vous avez, peut-être via l'information des  
17 agrégateurs, je ne sais pas, est-ce que vous  
18 disposez d'informations à cet effet?

19 R. Non. On ne la possède pas.

20 Q. **[52]** Merci. Je vous demanderais de reprendre la  
21 pièce B-0038, qui est la réponse à la DDR 3. On va  
22 prendre à la page 17, qui est la réponse 4.5 du  
23 Distributeur. Vous nous affirmiez... on vous  
24 demandait d'effectuer une simulation sur l'appui  
25 financier dégressif. Et vous disiez :

1 De plus, il est probable que cette  
2 approche entraîne, pour plusieurs  
3 clients dont la réduction de puissance  
4 est importante (supérieur à 1000 ou  
5 2500 kW, par exemple) une réduction de  
6 la taille des projets ou carrément  
7 leur abandon [...]. En d'autres  
8 termes, des clients pourraient  
9 simplement choisir de laisser tomber  
10 les tranches supérieures de MW,  
11 puisque l'appui financier ne serait  
12 pas suffisant pour justifier les  
13 efforts additionnels de réduction de  
14 la demande.

15 Par ailleurs, si on regarde le tableau 3.1-C de la  
16 même pièce, aux pages 10 et 11, qui est une  
17 répartition des compteurs par types de clients.  
18 Est-ce que vous l'avez?

19 M. RÉMI DUBOIS :

20 R. Oui.

21 Mme ANITA TRAVIESO :

22 R. Oui.

23 Q. **[53]** D'accord. Donc, si on regarde bien le tableau  
24 3.1-C, on voit que la dernière strate d'effacement,  
25 deux mille kilowatts (2000 kW) et plus, représente



1 trente et un virgule cinq mégawatts (31,5 MW).

2 (10 h 13)

3 Q. **[54]** Ce qui correspondrait, là, on a fait un calcul  
4 à cinquante-trois pour cent (53 %) de l'effacement  
5 total enregistré au tarif LG, l'hiver deux mille  
6 dix-sept-deux mille dix-huit (2017-2018), pour vous  
7 donner un comparable.

8 On constate aussi que l'appui financier  
9 peut représenter entre six (6 %), dix (10 %), onze  
10 (11 %), douze (12 %) et voire même quinze pour cent  
11 (15 %) de la facture annuelle des clients. Pouvez-  
12 vous, parmi ces projets, identifier lesquels vous  
13 craindriez de perdre advenant une réduction de  
14 l'appui financier pour les strates d'effacement  
15 supérieur avec un appui dégressif?

16 R. Je ne pense pas être en mesure de vous dire  
17 lesquels je... à la lumière de ce qui est devant  
18 moi, ne participeraient pas. Une chose est certaine  
19 c'est qu'en réduisant, comme on a mentionné,  
20 l'appui financier ou en donnant plus pour les  
21 petites strates, c'est clair qu'un projet souvent a  
22 plusieurs compteurs, et donc ils pourraient choisir  
23 de séparer les projets ou défaire les projets pour  
24 toujours aller maximiser les appuis financiers. Par  
25 contre, on n'a pas vraiment... on ne peut pas faire

1 de lien sur l'appui financier versus la facture  
2 pour dire que c'est cet élément-là qui va  
3 déterminer s'ils vont participer ou pas.

4 Q. **[55]** Merci. Pouvez-vous nous dire si le Centre de  
5 données qui efface quatre virgule trois mégawatts  
6 (4,3 MW) au Programme GDP, ce qui lui permet  
7 d'obtenir le quinze pour cent (15 %) d'appui  
8 financier, là, qui représente quinze pour cent  
9 (15 %) de sa facture annuelle, est-ce qu'il  
10 bénéficie également du tarif de développement  
11 économique?

12 M. RÉMI DUBOIS :

13 R. Je n'ai pas cette information-là, malheureusement.  
14 Bien en fait, on parle-tu d'un seul client? C'est  
15 parce que le Centre de données... on est à quel  
16 tableau s'il te plaît... s'il vous plaît?

17 Mme ANITA TRAVIESO :

18 R. C'est un compteur... oui, c'est un compteur.

19 Me ÉRIC FRASER :

20 C'est 3.1-C.

21 R. O.K.

22 Me ANNIE GARIÉPY :

23 Q. **[56]** Ça nous indique que dans la colonne plus de  
24 deux mille kilowatts (2000 kW), un compteur, quatre  
25 point trois mégawatts (4,3 MW), quinze pour cent

1 (15 %) d'effacement de sa facture.

2 Mme ANITA TRAVIESO :

3 R. Oui.

4 Q. [57] Donc c'est un compteur qui est ciblé ici.

5 Me RÉMI DUBOIS :

6 R. Je n'ai pas l'information. Est-ce qu'elle existe la  
7 réponse? Sûrement.

8 Q. [58] Est-ce que vous seriez en mesure de nous  
9 obtenir cette information?

10 R. Bien sûr.

11 Q. [59] Ce sera...

12 Me ÉRIC FRASER :

13 On peut très bien prendre cette information...  
14 l'engagement pour vous donner l'information, bien  
15 que... évidemment, il n'y a pas de nom qui sera  
16 révélé, là, ça semble assez ciblé, là. On est rendu  
17 à l'engagement 6.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 7.

20 Me ÉRIC FRASER :

21 7.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 8, excusez-moi, engagement 8.

24 Me ÉRIC FRASER :

25 8, mon Dieu!

1 LA PRÉSIDENTE :  
2 Ça va vite, hein.  
3 Me ÉRIC FRASER :  
4 Ça va vite.  
5 LA PRÉSIDENTE :  
6 Alors c'est... on a juste besoin de savoir, dans le  
7 fond... on n'a pas besoin du nom du client.  
8 Me ÉRIC FRASER :  
9 Non, clairement.  
10 LA PRÉSIDENTE :  
11 On veut savoir s'il est au TDÉ ou pas.  
12 Me ÉRIC FRASER :  
13 Oui, on... a priori, on n'aurait pas donné le nom  
14 du client, c'est certain. O.K. La référence au  
15 tableau R-3.1-C de la pièce B-0033.  
16 Me ANNIE GARIÉPY :  
17 B-0038.  
18 Me ÉRIC FRASER :  
19 B-0038.  
20 Me ANNIE GARIÉPY :  
21 Oui.  
22 Me ÉRIC FRASER :  
23 Exactement, donc le client Centre de données fait  
24 référence la colonne plus de deux mille kilowatts  
25 (2000 kW).

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Je ne vous entends, Maître.

3 Me ÉRIC FRASER :

4 Je m'approchais de ma tablette parce que sinon je  
5 ne vois rien, excusez-moi. Donc, je récapitule.  
6 Pièce B-0038, tableau R-3.1-C, préciser si le  
7 client Centre de données pour lequel... qui est  
8 identifié pour un volume de quatre virgule trois  
9 mégawatts (4,3 MW) est détenteur d'un abonnement ou  
10 en fait du tarif de développement économique, le  
11 TDÉ. C'est bon. Merci.

12

13 E-8 (HQD) : Préciser, au tableau R-3.1-C de la  
14 pièce B-0038, si le client Centre de  
15 données qui est identifié pour un  
16 volume de 4,3 MW est détenteur d'un  
17 abonnement ou en fait du tarif de  
18 développement économique (TDÉ)  
19 (demandé par la Régie)

20

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Maître Fraser, pendant que je vous ai sous la main,  
23 quinze (15) secondes. Engagement 6, juste préciser  
24 que ce serait en mégawatts et en dollars, l'écart.

25 Me ÉRIC FRASER :

1 O.K.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 O.K.

4 Me ÉRIC FRASER :

5 L'engagement 6, écart en mégawatts et dollars.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 C'était... c'est les écarts passés, là, qui se  
8 retrouveraient possiblement dans le « pass-on ». Si  
9 vous me le donnez en mégawatts je suis capable de  
10 le calculer, mais la réponse serait plus officielle  
11 si vous me le donnez en dollars. Voilà.

12 Me ÉRIC FRASER :

13 Excellent, c'est noté.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci.

16 Me ANNIE GARIÉPY :

17 Q. **[60]** Donc, je vais vous inviter maintenant à  
18 prendre la pièce B-0015 à la réponse 13 de la  
19 demande de renseignements numéro 1 de la Régie, qui  
20 était une comparaison entre le Programme GDP puis  
21 l'option d'électricité interruptible.

22 (10 h 18)

23 On va prendre l'entièreté de la réponse  
24 numéro 13. Donc, vous traitiez de la rentabilité à  
25 la section 13.2 de la réponse pour le Distributeur

1 de l'option d'électricité interruptible et du  
2 programme GDP en soulignant l'importance de  
3 considérer les économies potentielles.

4 Je vous souligne au passage que, dans la  
5 réponse, vous nous répondiez que les modalités de  
6 l'option d'électricité interruptible et du  
7 programme ont été élaborées en fonction des  
8 spécificités propres de chacune des clientèles, par  
9 exemple, en matière de risques ou d'économies  
10 potentielles et que le Distributeur, un petit peu  
11 plus loin, nous disait qu'il n'y a aucune nécessité  
12 de bonifier l'appui financier offert par les  
13 options d'électricité interruptible.

14 Puis si on continue, vous répondiez  
15 également qu'il est important de souligner qu'un  
16 traitement qui est équitable des clients n'implique  
17 pas de verser une aide financière maximale à chaque  
18 catégorie, pour chacune des mesures qu'il  
19 s'agissait plutôt de verser un appui financier qui  
20 était suffisant pour susciter l'intérêt de la  
21 clientèle visée.

22 Si on regarde un petit peu plus haut la  
23 réponse 13.1, le Distributeur confirme que le coût  
24 moyen au cours des trois derniers hivers pour  
25 l'effacement est de mille deux kilowatts (1002 kW)

1 à l'option d'électricité interruptible qui a été de  
2 quatorze virgule seize dollars du kilowatt  
3 (14,16 \$/kW) ou quatorze virgule deux millions  
4 (14,2 M) par année.

5 La Régie constate que le montant de l'appui  
6 financier de soixante-dix dollars par kilowatt  
7 (70 \$/kW) au GDP au cours des trois derniers hivers  
8 a été de l'ordre de quatre virgule neuf (4,9) fois  
9 plus élevé que celui de l'option interruptible.

10 Évidemment, vous comprendrez que la Régie  
11 peut s'interroger puis se préoccupe de l'impact sur  
12 l'acceptation du programme GDP pourrait avoir sur  
13 l'option d'électricité interruptible au tarif L, en  
14 mettant la table potentiellement à une bonification  
15 ou une demande de bonification des crédits offerts  
16 à l'option d'électricité interruptible.

17 On a évalué que s'il fallait offrir le même  
18 appui financier ou du même ordre à l'option  
19 d'électricité interruptible, ça ferait passer le  
20 coût moyen de l'option de quatorze (14) à soixante-  
21 dix millions (70 M).

22 Dans ce contexte-là, est-ce que le  
23 Distributeur considère que les arguments qui  
24 justifient une distinction importante entre l'offre  
25 qui est faite au niveau de l'option tarifaire



1 d'option d'électricité interruptible et celle qui  
2 est faite au niveau du programme GDP Affaires  
3 pourraient s'appliquer à l'intérieur même du  
4 programme GDP Affaires.

5 En somme, je veux savoir est-ce que le  
6 Distributeur ne considère pas qu'il devrait tenir  
7 compte des spécificités de chaque catégorie de  
8 clientèle au niveau des économies potentielles,  
9 notamment au niveau des économies potentielles qui  
10 ne sont pas les mêmes pour un client de grande  
11 puissance versus un client de petite puissance  
12 puisque, comme vous nous avez dit dans votre  
13 réponse, un traitement équitable n'implique pas de  
14 verser une aide financière maximale à chaque  
15 catégorie de clients. J'aimerais vous entendre sur  
16 la question.

17 M. HANI ZAYAT :

18 R. En fait, dans les deux cas, autant l'option  
19 d'électricité interruptible que l'option de la GDP  
20 a été calibrée en fonction des contraintes de  
21 chacune des catégories de clientèle. C'est sûr que  
22 dans nos discussions, la mise sur pied de l'option  
23 d'électricité interruptible a été déterminée en  
24 fonction ou en collaboration avec les industriels  
25 pour tenir compte aussi des impacts que ça peut

1 avoir sur leurs opérations. Et dans ce cadre-là...

2 (10 h 23)

3 Je devrais juste peut-être commencer par...  
4 dans le fond, le coût moyen d'utilisation de  
5 l'interruptible des trois dernières années n'est  
6 pas nécessairement, ou en tout cas, dans mon  
7 esprit, n'est pas... n'est certainement pas un  
8 indicateur du coût futur, là, c'est un cas... c'est  
9 trois... c'est trois années, en fait. Sur les trois  
10 années, il y avait deux années qui étaient plutôt  
11 chaudes et une année plutôt froide, donc  
12 l'utilisation de l'option de l'électricité  
13 industrielle n'est pas nécessairement... de  
14 l'option de l'électricité interruptible, excusez-  
15 moi, n'est pas nécessairement révélatrice de  
16 l'usage futur qu'on peut en faire.

17 Et je rajouterai que dans le cas de  
18 l'option interruptible, on avait beaucoup discuté  
19 de l'équilibre entre la prime fixe et la prime  
20 variable. Donc, je rappelle que l'option  
21 d'électricité interruptible a une prime fixe qui  
22 est plus faible, donc qui suscite... qui est là  
23 pour motiver les clients à souscrire à l'option  
24 d'électricité interruptible, mais une prime  
25 variable qui est très importante. De mémoire,

1 c'était trois tranches, donc cent quatre-vingts  
2 (180), deux cent quarante (240) et trois cents  
3 dollars (300 \$) du mégawattheure en fonction du  
4 degré d'utilisation de cette... de l'appel qu'on  
5 faisait aux clients qui ont souscrit à cette  
6 option-là. Et ça, c'était pour refléter, dans le  
7 fond, les désagréments ou les... dans le cas des  
8 clients industriels c'est plus des pertes de  
9 revenus chez eux puisqu'une fois qu'ils  
10 s'interrompaient, bien ça venait défaire leur  
11 processus industriel et leur carnet de commandes,  
12 et caetera. Et donc, il y avait une gradation, il y  
13 a une gradation importante dans la rétribution  
14 variable qui est versée à nos clients en fonction  
15 du degré d'utilisation et c'était venu  
16 essentiellement suite à des appels importants qu'on  
17 a faits lors des deux hivers très froids, je pense  
18 treize-quatorze (13-14) et quatorze-quinze (14-15),  
19 où les clients avaient été appelés, de mémoire, au-  
20 delà d'une cinquantaine d'heures.

21 Donc oui, les trois dernières années, le  
22 coût moyen a été plus faible, c'est le reflet de  
23 nos conditions hivernales plutôt clémentes pendant  
24 ces trois hivers-là, mais ce n'est pas garant de ce  
25 qui va arriver dans le futur. Et ça reflète, dans

1 le fond, une situation pour une période donnée.  
2 Mais je pense que l'option d'interruptible, telle  
3 qu'elle est définie, elle... en tout cas, je la  
4 considère équitable et reflète les besoins de nos  
5 clients interruptibles et répond aux besoins du  
6 Distributeur en même temps.

7 M. RÉMI DUBOIS :

8 R. J'ajouterais peut-être aussi la notion de maturité,  
9 donc ce que monsieur Zayat tente de vous dire  
10 aussi, c'est qu'évidemment, on est en contact assez  
11 étroit avec ces clientèles-là et on ajuste au fil  
12 du temps avec leur réalité des opérations. Donc,  
13 c'est le propre d'une offre commerciale, mais ça se  
14 traduit par un tarif dans ce cas-ci, là. De la  
15 faire évoluer dans le temps puis de s'assurer qu'on  
16 comprenne bien ce qu'il en est. Donc, on est  
17 beaucoup plus proche, dans ce cas-ci, d'un client  
18 dont l'homogénéité est au rendez-vous, donc on est  
19 pas mal tous dans un monde d'usines où on parle de  
20 centaines de travailleurs puis de complexité. Donc,  
21 le temps nous a amenés à évoluer dans ce sens-là,  
22 les hivers froids ont demandé à ce qu'on se rassoie  
23 autour d'une table et qu'on discute sur à quoi  
24 ressemble cette option-là pour l'avenir. Donc, on a  
25 modifié le tir de puis lors, on a même ajouté une

1 option à la demande de clients qui étaient juste  
2 une interruption par jour parce que pour certains,  
3 c'était vraiment contraignant. Donc, on s'ajuste à  
4 cette réalité-là, donc. On est rendu, on parle de  
5 maturité dans une offre, là, dans ce cadre-là on  
6 est rendu là avec les années qui ont... qu'on a  
7 déjà ça au carton.

8 Du côté de GDP, on est à l'année 3 puis on  
9 continue de dire qu'on pense qu'on a ce qu'il faut  
10 pour faire évoluer encore plus le marché puis on  
11 verra plus tard au besoin.

12 Me ANNIE GARIÉPY :

13 Juste un instant.

14 Q. **[61]** Merci. Une question maintenant sur la réponse  
15 à la DDR 4 de la Régie sur la tarification  
16 dégressive. Je vous invite à prendre, c'est la  
17 pièce B-0046, en langage HQD, là, HQD-2, Document  
18 1.3. Je vous invite à prendre le tableau R-1.2-B, à  
19 la page 7, qui découle...

20 (10 h 29)

21 Vous ne l'avez pas? Bien, écoutez, les  
22 questions... les questions ne changeront pas, ça  
23 fait que vous pouvez prendre à la DDR... attendez,  
24 à la DDR-3...

25 R. On l'a eue. Merci. C'est bon. Merci.

1 Q. [62] Ah! Parfait. Je vais vous laisser le temps de  
2 le trouver. Donc, comme je vous disais à l'instant,  
3 c'est un nouveau tableau qui a été déposé en  
4 réponse aux demandes de renseignements numéro 4 de  
5 la Régie qui est venue mettre à jour un tableau sur  
6 l'appui dégressif qui avait été présenté dans la  
7 demande de renseignements numéro 3.

8           Donc, dans la simulation que vous nous avez  
9 fournie, on voit que l'appui dégressif permet de  
10 réduire graduellement le coût du kilowatt  
11 d'effacement puis ça peut varier entre... Ça a été  
12 varié entre un point quatorze (1.14), un ratio qui  
13 atteindrait quatre-vingts dollars (80 \$), si vous  
14 voulez, qui représente plus quatorze (14) pour cent  
15 (14 %) de l'appui financier dans le tableau R-1.2-  
16 B.

17           Donc, ça avait été... si on fait le  
18 parallèle entre l'appui financier en pourcentage,  
19 c'est de l'ordre de quatre-vingt (80 \$), soixante-  
20 seize (76 \$), soixante-six (66 \$), cinquante-cinq  
21 (55 \$) et trente-huit dollars (38 \$) d'appui  
22 financier. C'est juste pour vous donner une idée de  
23 comment ça avait été réparti, là, pour vous  
24 rafraîchir la mémoire.

25           La Régie vous soumet qu'un appui financier

1 dégressif permettrait d'assurer une meilleure  
2 continuité dans les programmes, dans le même esprit  
3 que le principe de continuité entre les tarifs, et  
4 que ça permettrait aussi de limiter les risques que  
5 l'acceptation du GDP Affaires entraîne une coûteuse  
6 révision des modalités de l'option électricité  
7 interruptible.

8 Est-ce que c'est une approche avec laquelle  
9 vous seriez favorable? Est-ce que vous seriez à  
10 l'aise ou formulez, s'il vous plaît, des  
11 commentaires? Au-delà de la simulation que vous  
12 nous avez fournie, pouvez-vous élaborer sur la  
13 position du Distributeur à l'égard d'une telle  
14 proposition d'appui financier dégressif?

15 Mme ANITA TRAVIESO :

16 R. Bien, à la lumière des informations que vous voyez  
17 ici, nous, on conclut que ce n'est pas une option  
18 pour nous qui est vraiment viable étant donné que  
19 l'analyse démontre clairement que, même si on y  
20 allait de façon dégressive par compteur, avec ce  
21 qu'il y a aujourd'hui, on parle de plus ou moins  
22 trois pour cent (3 %) en tout cas d'écart. C'est  
23 clair qu'on en donnerait plus aux plus petits,  
24 moins aux plus gros. Mais, globalement, on arrive  
25 de façon assez similaire à ce qu'on a déjà et on

1 fait qu'ajouter une complexité et une lourdeur de  
2 la gestion de ce programme-là. Donc, pour ces  
3 raisons-là, on ne pense pas que c'est valable à ce  
4 point-ci.

5 M. RÉMI DUBOIS :

6 R. J'ajouterais que ce que l'analyse ne dit pas, c'est  
7 le nombre de client/mégawatt qu'on risquerait de  
8 perdre lorsqu'on va tomber à des niveaux de  
9 subventions... enfin, de subvention, d'aide  
10 financière de quarante (40), trente (30) ou autres.  
11 Cette élasticité prix-là, on vous l'a répétée, elle  
12 est difficile à capter. Mais, il est clair qu'il y  
13 aurait effritement de ce marché-là aussi, donc on  
14 n'aurait vraisemblablement pas les mêmes mégawatts  
15 escomptés et pour une facture qui s'apparente assez  
16 bien à celle qu'on a aujourd'hui.

17 Q. **[63]** J'ai bien compris le sens de votre réponse. Je  
18 voulais juste souligner que, dans le cas des plus  
19 de deux mille mégawatts... kilowatts (2000 kW), le  
20 coût que la Régie vous demandait d'élaborer, là, le  
21 coût de l'appui financier dégressif représentait  
22 environ trente-huit dollars (38 \$) pour... du  
23 kilowatt, ce qui se loge à l'intérieur de la  
24 fourchette maximale de l'option d'électricité  
25 interruptible. C'était l'aspect continuité



1           tarifaire qui intéressait la Régie ici.

2                       J'aimerais vous entendre sur justement  
3 éviter qu'il y ait une cassure entre les deux...  
4 les deux options tarifaires, bien les deux  
5 programmes, je vous dirais.

6    Q. [64] Je suis obligé de réitérer que c'est pas du  
7 tout le même produit. On arrive aux mêmes fins d'un  
8 point de vue mégawatts. Mais là, rappelons-nous  
9 l'électricité interruptible dans les grandes  
10 usines, les gros mégawatts impliqués. On fait des  
11 « shutdown » de leurs installations en lien avec la  
12 rémunération qui leur est donné, ses frais  
13 variables c'est pris en compte dans leur réalité.  
14 Ici, évidemment on altère le confort, on change des  
15 routines de chauffage, on peut aller ailleurs, mais  
16 on n'est pas du tout dans le même type de produit.  
17 Donc, vouloir les comparer purement sur ce qu'on  
18 doit offrir pour que ça bouge, on pense qu'on  
19 s'assujetti à une diminution des mégawatts en lien  
20 avec ce qu'on a vécu au moment où on se parle avec  
21 les trois ans d'histoire.

22           (10 h 34)

23                       Donc, je pense qu'il ne faut pas... Ça nous  
24 donne la même fin à la toute fin, mais ce n'est pas  
25 des produits qui sont nécessairement assimilables.

1 M. DAVE RHÉAUME :

2 R. Je ferais peut-être simplement un ajout en lien  
3 avec une question qui nous a été posée hier par  
4 rapport à des révisions. Je crois que c'était  
5 maître Gertler qui nous posait des questions là-  
6 dessus. Si jamais on constatait des cassures qui  
7 avaient un impact sur le comportement de la  
8 clientèle, bien, absolument. Puis la présidente  
9 avait posé la question. On a des prévisions  
10 actuellement qui sont au dossier, il y a des  
11 prévisions évidemment aussi pour les volumes  
12 interruptibles. Si on constate qu'il y a des écarts  
13 dans le temps qui se manifestent, bien, c'est  
14 certain qu'on va réagir. La Régie va le voir déjà  
15 dans le cadre de tous les dossiers tarifaires parce  
16 que les volumes interruptibles ou le GDP vont  
17 bouger. Forcément les coûts associés à ces  
18 programmes-là vont bouger aussi.

19 Mais je réitérerais un commentaire qui a  
20 été fait hier à l'effet que c'est un programme...  
21 Monsieur Dubois parlait il y a quelques minutes de  
22 la maturité du programme interruptible. C'est un  
23 programme qui est encore en croissance, qui n'a pas  
24 atteint le niveau de maturité qui est visé. Puis de  
25 la tarification dégressive, c'est très complexe

1 pour le client. L'exemple typique de tarification  
2 dégressive qu'on a dans notre société, c'est  
3 l'impôt.

4 Puis si aujourd'hui je demandais à tout le  
5 monde dans la salle : C'est quoi le taux d'impôt  
6 que vous payez moyen? Mon « guess » c'est qu'il n'y  
7 a personne qui le sait. On sait qu'on... On entend  
8 le chef, le dernier dollar...

9 LA PRÉSIDENTE :

10 J'en doute pas mal.

11 M. DAVE RHÉAUME :

12 R. Non, mais c'est important. Je tiens à réitérer. Ce  
13 que souvent on entend, c'est le taux du dernier  
14 dollar. Ça, on le connaît. Par contre, le premier  
15 dollar, il n'y a aucun impôt qui est dessus. Puis  
16 si on met en place demain une tarification  
17 dégressive, de venir expliquer... bien, une  
18 rémunération dégressive, devrais-je dire. De venir  
19 expliquer pourquoi lorsque le client offre d'offrir  
20 plus de GDP au Distributeur, il pourrait se  
21 retrouver dans certains cas avec une rémunération  
22 moindre, parce qu'il vient de passer un palier. Ça,  
23 évidemment, ça créerait des mauvais comportements  
24 parce que, ça, c'est certain que ça viendrait  
25 limiter l'offre de volume GDP.

1                   Donc, l'alternative, ce serait de faire  
2                   comme l'impôt, c'est-à-dire une rémunération où, à  
3                   mesure qu'on arrive avec un palier, on change la  
4                   rémunération, mais simplement pour les mégawatts  
5                   supplémentaires, bien, là, on rentre dans quelque  
6                   chose d'aussi complexe que l'impôt, pour un  
7                   programme qui est en train d'être créé, qui vise à  
8                   être vendu à la clientèle.

9                   Monsieur Dubois, madame Travieso ont  
10                  mentionné à quelques reprises « actuellement on  
11                  fait des efforts pour attirer les gens ». Il me  
12                  semble que c'est un niveau de complexité qui, à ce  
13                  point-ci, compte tenu des bénéfices que le  
14                  programme génère, ne justifie pas d'ajouter à la  
15                  complexité de développer le programme, et qui  
16                  pourra être révisé dans les années subséquentes une  
17                  fois qu'on sera à maturité. Puis on arrivera à la  
18                  conclusion qu'il y a des efficiences  
19                  supplémentaires à faire.

20                Q. [65] Merci. Une dernière petite question sur cette  
21                ligne de questions-là. On a abordé... Vous m'avez  
22                répondu tout à l'heure, Madame Travieso, à propos  
23                de l'effritement de la participation des plus  
24                grands clients qu'un appui financier dégressif  
25                pourrait occasionner. Mais êtes-vous en mesure

1 d'estimer les gains de participation que ça  
2 pourrait occasionner chez les plus petits clients  
3 affaires qui seraient admissibles au programme, et  
4 qui recevraient davantage que l'offre qui est  
5 présentement sur la table, à soixante-dix dollars  
6 du kilowattheure (70 \$/kWh), et qui serait majorée  
7 autour de quatre-vingts dollars (80 \$)?

8 Mme ANITA TRAVIESO :

9 R. C'est difficile pour le moment de dire, le dix  
10 dollars (10 \$) de plus, quel serait l'effet sur les  
11 plus petits. C'est clair qu'on peut présumer qu'il  
12 y en aurait plus, mais de combien. Et comme on a  
13 mentionné, des fois ce n'est pas en donner plus  
14 nécessairement qui est souhaité, c'est vraiment de  
15 fixer quelque chose qui est simple et uniforme.  
16 Donc, on revient au fait qu'on pense que la  
17 distribution est quand même bien. On trouve que,  
18 entre les petits et les plus gros, c'est quand  
19 même... on ne voit pas vraiment déjà une...  
20 j'allais dire, ce n'est pas dénaturé, on ne voit  
21 pas de tendance forte d'un segment ou d'un autre.

22 Donc, c'est pour ça qu'on se rabat souvent  
23 pour dire, le soixante-dix (70 \$), on trouve qu'il  
24 est très bien calibré, il fait ce qu'il a à faire,  
25 on est encore dans son début. C'est clair qu'on le



1           potentiel de croissance est avec, peut-être, des  
2           plus petits et toujours avec... je m'excuse de  
3           l'appeler comme ça mais l'effet de vampirisation  
4           que le programme GDP Affaires pourrait avoir  
5           auprès... de l'option d'électricité interruptible,  
6           est-ce que ce n'est pas une considération à avoir  
7           ça, cette dégressivité? Je ne dis pas que les  
8           montants qu'on vous a proposés en DDR, c'est  
9           nécessairement ceux-là, mais l'essence de la  
10          dégressivité, en considération que le potentiel de  
11          croissance est avec les plus petits et puis la  
12          problématique que ça pourrait amener avec l'option  
13          de l'électricité interruptible?

14          M. RÉMI DUBOIS :

15          R. Encore une fois, on va parler des mêmes choses à la  
16          maturité, on ne veut pas se répéter mais, tu sais,  
17          rappelons-nous quand même que, dans les petits,  
18          effectivement, ça prend beaucoup de volume pour  
19          avoir des mégawatts au bout. Il y a les  
20          intervenants externes là-dedans, des agrégateurs,  
21          tout le monde y trouve son compte déjà. Donc, de  
22          vouloir en remettre ou en rajouter pour aller en  
23          chercher plus, on verra... on pourrait voir,  
24          effectivement, qui va aller chercher le marginal de  
25          l'exercice.

1                   Mais, je pense que c'est un peu ça qu'on  
2                   essaie de vous dire, c'est qu'on... en tout cas,  
3                   avec la recette telle qu'elle est là puis les  
4                   résultats tels qu'ils sont là... ce qu'on détecte  
5                   dans le marché, par ailleurs, avec ces petits  
6                   volumes-là, c'est qu'il se développe des recettes à  
7                   l'intérieur des types de clientèle. Donc, quand les  
8                   agrégateurs se mettent à travailler avec les  
9                   banques, par exemple, en termes de succursales  
10                  bancaires ou autres, si c'est vrai pour une, j'aime  
11                  à penser que ça pourrait être vrai pour une autre.

12                  Et on n'est peut-être pas rendu là, dans le  
13                  plein potentiel. Est-ce qu'il faut changer l'argent  
14                  de ça? Je ne suis pas sûr. Parce qu'ils ont  
15                  convaincu les clients d'embarquer dans l'exercice  
16                  puis ils sont partis avec... avec certaines de  
17                  ceux-là. Donc, on en a quelques-uns déjà qui  
18                  participent à ça. Donc, on aime à penser que si  
19                  c'est vrai pour une institution bancaire, avec ses  
20                  cinquante (50), soixante-dix (70) succursales au  
21                  Québec, c'est un vrai beau petit gisement qui  
22                  pourrait voir le jour.

23                  On l'a dit aussi dans l'institutionnel, au  
24                  niveau des écoles. C'est sûr que quand c'est bon  
25                  pour une école primaire, il y en a quelques-unes au



1 Québec puis on pense que le modèle se développe  
2 assez bien. Et là on n'est pas nécessairement dans  
3 les agrégateurs, mais des partenaires d'affaires  
4 qui ont... sont plus en lien avec les routines  
5 d'exploitation.

6 C'est pour ça qu'on dit que la maturité  
7 n'est pas encore là puis que le potentiel n'est pas  
8 pleinement atteint. Parce qu'on a déjà ces signaux-  
9 là du marché, que chacun y trouve sa recette en  
10 lien avec le type de clientèle, à l'intérieur de la  
11 modalité qui est la même pour tout le monde.

12 Ça fait qu'on comprend bien l'exercice que  
13 vous souhaitez puis la protection de l'électricité  
14 interruptible mais, à sa face même, avec  
15 l'expérience qu'on a dans le marché aujourd'hui, on  
16 n'est pas sûr qu'il faut tout de suite changer les  
17 choses.

18 Q. [67] Merci.

19 Me ANNIE GARIÉPY :

20 Merci, Madame la Présidente.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Maître Gertler.

23

24 Me FRANKLIN S. GERTLER :

25 Excusez-moi. C'est juste... ce n'est pas purement

1 de l'intendance mais lorsque, vous, vous posez des  
2 questions ou on parle... maître Fraser parle  
3 d'engagement, peut-être comme des fois monsieur  
4 Zayat parle, c'est très difficile d'entendre. On  
5 entend très bien maître Gariépy, on entend très  
6 bien monsieur Rhéaume mais on entend mal. Alors,  
7 c'est difficile. On finit par entendre mais il faut  
8 vraiment se concentrer. Alors, je ne sais pas si on  
9 peut hausser le volume ou rapprocher... non pas...  
10 peut-être approcher votre micro de vous et...

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Je vais essayer de faire mon possible et puis je  
13 vais compter sur les gens à côté de moi pour me  
14 rappeler de parler fort dans le micro.

15 Me FRANKLIN S. GERTLER :

16 Merci beaucoup.

17 Me ÉRIC FRASER :

18 Toujours dans les questions d'intendance. Je ne  
19 sais pas s'il serait opportun de prendre une pause.  
20 Je ne voudrais pas vous couper en plein milieu de  
21 votre... mais j'ai...

22 Me ANNIE GARIÉPY :

23 Écoutez, moi, il me reste deux lignes de questions  
24 qui sont, somme toute, succinctes mais peut-être  
25 qu'on va jaser longtemps, là. C'est de l'ordre de

1 l'hypothèse. Donc, je peux m'interrompre ici, je ne  
2 serai plus dans la même ligne de questions, alors  
3 je peux revenir avec les deux dernières questions  
4 après la pause, ça ne me pose pas de problème.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 On va faire ça comme ça, à ce moment-là.

7 Me ÉRIC FRASER :

8 Oui, s'il vous plaît.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 On va revenir à onze heures (11 h). J'aime les  
11 horaires, je vous le rappelle. Et je vous rappelle  
12 aussi les règles concernant les cafés et autres. Je  
13 vous remercie.

14 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

15

16 REPRISE DE L'AUDIENCE

17 (11 h)

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Rebonjour. Maître Gariépy.

20 Me ANNIE GARIÉPY :

21 Oui. Merci, Madame la Présidente. Comme je  
22 l'annonçais avant la petite pause, il me reste deux  
23 lignes de questions, beaucoup plus générales. Donc,  
24 je ne pense pas avoir besoin de vous faire recourir  
25 à certaines références. On va éviter la cacophonie

1 du début de la matinée. Et on va pouvoir plutôt  
2 parler sur les principes.

3 Q. [68] Je voudrais aborder avec vous la question du  
4 traitement réglementaire des coûts qui sont liés  
5 avec l'appui financier en lien avec l'exploration  
6 que la Régie a faite sur la nature juridique de ce  
7 qu'est le programme GDP. Donc, on a constaté dans  
8 le dossier tarifaire R-4057 tarifaire 2019-2020 que  
9 les appuis financiers du GDP sont maintenant  
10 constatés aux charges des interventions en  
11 efficacité énergétique.

12 Imaginons maintenant qu'on explore chacune  
13 des pistes de nature juridique qu'on avait abordées  
14 dès le départ du dossier, à savoir est-ce que le  
15 GDP est une option tarifaire, est-ce que le GDP est  
16 un programme commercial, est-ce que c'est un  
17 approvisionnement qui requerrait un appel d'offres  
18 ou est-ce que c'est une intervention en efficacité  
19 énergétique?

20 Et là où j'aimerais vous entendre, c'est,  
21 selon le Distributeur de sa perspective, où est-ce  
22 qu'on devrait constater à ce moment-là les sommes  
23 qui sont associées aux appuis financiers du  
24 programme GDP selon sa nature juridique? Donc, si  
25 c'est un programme commercial où est-ce qu'on

1 trouverait les montants visés par l'appui  
2 financier? Est-ce que je suis assez claire?

3 M. DAVE RHÉAUME :

4 R. Juste un instant. Donc, c'est une question à  
5 développement sur la position du Distributeur sur  
6 où est-ce qu'on devrait retrouver, dans le fond,  
7 les sommes dépendamment des différents véhicules  
8 juridiques...

9 Q. **[69]** Oui.

10 R. ... pour offrir la GDP?

11 Q. **[70]** En fonction de la catégorisation de la nature  
12 juridique du GDP où est-ce que les sommes, les  
13 coûts reliés à l'appui financier du GDP seraient...  
14 dans quel... comment ils seraient traités du point  
15 de vue réglementaire? Là, on constate que,  
16 antérieurement, ils étaient considérés comme un  
17 appro, antérieurement à cette année, à l'actuel  
18 dossier tarifaire, puis ils ont été ramenés dans  
19 les charges des interventions en efficacité  
20 énergétique. En prenant chacune des options que la  
21 Régie est en train d'explorer quant à sa nature  
22 juridique, où est-ce qu'on considérerait les coûts  
23 de l'appui financier? On peut le faire par  
24 engagement si vous le souhaitez.

25 Me ÉRIC FRASER :

1 Je vais laisser les témoins donner leur préférence  
2 là-dessus. Je veux simplement faire une... Dans la  
3 mesure où il y a une question juridique qui sous-  
4 tend tout ça, évidemment, j'ai un commentaire  
5 préliminaire. Évidemment, on est dans le domaine de  
6 l'hypothèse puisque, d'un point de vue juridique,  
7 ce que le Distributeur a présenté, ce n'est pas un  
8 tarif et ce n'est pas un appro. Donc, la question  
9 sera toujours dans l'hypothèse où si on avait à  
10 présenter un scénario, ou il s'agira d'un appro, il  
11 s'agira d'un tarif, ou s'il s'agit d'un programme  
12 comme c'est le cas présentement. C'était ma seule  
13 réserve.

14 M. DAVE RHÉAUME :

15 R. Alors, je vais vous offrir la réponse, je vous  
16 dirais, sujet à vérification. Aucun des membres du  
17 panel ici est dans le bureau du Contrôleur. Donc,  
18 je devrai faire une vérification après. Mais pour  
19 aider un peu à la progression du dossier. Que le  
20 programme soit qualifié de programme... non, que la  
21 GDP soit un programme commercial, une mesure  
22 d'efficacité énergétique, le traitement qu'on pense  
23 qui est adéquat, c'est celui qui est proposé cette  
24 année, c'est-à-dire des charges à l'intérieur de  
25 l'enveloppe d'efficacité énergétique avec les

1 règles actuelles non capitalisable.

2 (11 h 05)

3 Si jamais la Régie devait retenir l'option  
4 d'un tarif, d'un point de vue du traitement des  
5 charges, ça ne change rien. C'est-à-dire que, que  
6 ce soit vu comme un montant qui soit remis à la  
7 clientèle ou que ce soit vu comme une déduction  
8 tarifaire, donc un rabais tarifaire, ultimement il  
9 va falloir calculer quel est le montant en  
10 question. Puis il pourrait être présenté à  
11 l'intérieur de l'efficacité énergétique, la même  
12 somme d'argent, ultimement pour le calcul des  
13 tarifs dans le cadre de la cause tarifaire. Il  
14 faudra répartir les tarifs sur la charge. Puis ça  
15 pourrait être présenté exactement de la même façon  
16 à l'intérieur de ce budget-là.

17 Puis là je vais m'interrompre parce que je  
18 vois qu'il y a une question qui s'en vient déjà  
19 dans votre visage.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Q. [71] Encore une fois, je... la question, à mon  
22 sens, est assez simple, même si elle est  
23 hypothétique. Si c'est un approvisionnement,  
24 normalement le... ça va se retrouver comme une  
25 charge d'appro. La spécificité, c'est qu'il y a un

1 compte de « pass-on ». Donc, elle pourrait être  
2 traitée via le compte de « pass-on ». Ça, c'est un  
3 traitement réglementaire.

4 Si de l'efficacité énergétique, vous avez  
5 fait la démonstration dans le dossier, vous le  
6 mettriez aux charges. Si c'est un programme  
7 commercial, est-ce que ça va dans la formule  
8 d'indexation, c'est Y, où est-ce que ça va? Dans le  
9 dossier tarifaire, comment est-ce traité? Et  
10 puis...

11 R. Compte tenu du mécanisme de réglementation  
12 incitative?

13 Q. **[72]** Compte tenu du mécanisme de réglementation  
14 incitative. Et puis, évidemment, programme  
15 commercial... bien, ça, c'est le programme  
16 commercial. Et puis, évidemment, en ce moment,  
17 l'option tarifaire, elle est dans les appro. Est-ce  
18 que ça demeure la même chose? C'est ça qu'on veut  
19 savoir, là. Le traitement réglementaire dans le  
20 dossier tarifaire, où est-ce qu'on retrouve la  
21 somme et quelles sont les modalités qui sont  
22 attachées à cette somme-là?

23

24 Me ÉRIC FRASER :

25 Si vous me permettez. Je comprends très bien votre



1 question, Madame la Présidente, et ça va nous faire  
2 plaisir de l'aborder dans l'argumentation. Il y a  
3 une question mixte de fait et de droit, et puis de  
4 stratégie réglementaire pour laquelle il faudra  
5 quand même qu'on... on va la rédiger puis il y a  
6 une couple de personnes qui vont passer en arrière  
7 pour être sûr que... que tout est bien beau, si  
8 vous me passez l'expression. Alors, je la prendrais  
9 pour l'argumentation, si ça vous va.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Moi, ça me va.

12 Me ANNIE GARIÉPY :

13 C'est bon.

14 Q. [73] On va passer à une autre question. Lorsque  
15 vous avez présenté le programme de GDP Affaires  
16 dans le cadre du présent dossier, certaines  
17 justifications du programme avaient un lien  
18 important avec les approvisionnements et les appels  
19 d'offres pour de la puissance à long terme.

20           Donc, vous nous disiez, dans la preuve,  
21 que : « Le GDP permet de repousser un  
22 approvisionnement de long terme à un coût estimé de  
23 cent six dollars (106 \$) du kilowatt année basé sur  
24 des résultats du dernier appel d'offres de  
25 2015-01. » Que : « Le programme... puisque le

1 programme rend un service... un même service qu'un  
2 approvisionnement de long terme, le signal de coûts  
3 évités à long terme constitue le meilleur  
4 indicateur pour évaluer la rentabilité du programme  
5 dès sa mise en place. »

6 À partir de ce contexte-là, en termes de  
7 besoins en puissance puis de gestion des  
8 approvisionnements, j'aimerais qu'on explore des  
9 hypothèses.

10 Si je pose l'hypothèse, imaginons que,  
11 malgré le programme GDP, on soit dans une  
12 situation, tout à fait hypothétique, où un appel  
13 d'offres de long terme soit nécessaire dans  
14 l'horizon de l'actuel plan d'appro ou même  
15 immédiatement. Imaginons comme ça, là, que,  
16 indépendamment du détail du dossier qui est devant  
17 la Régie, là, de la demande du Distributeur pour le  
18 tarif des chaînes de blocs, imaginons que l'arrivée  
19 massive des entreprises de chaînes de blocs fait en  
20 sorte qu'on est dans une situation où, à  
21 l'intérieur de l'actuel plan d'appro, même à  
22 l'horizon de l'année prochaine, on a besoin d'un  
23 appel d'offres à long terme tout de suite.

24 Il se peut, dans une situation comme ça,  
25 que le volume de mégawatts du prochain d'appel

1 d'offres soit significatif, là. Si on fait  
2 exclusion de la demande d'avoir une interruption  
3 chez les entreprises, là, de chaînes de blocs à  
4 l'intérieur du dossier. Là, moi, je fais  
5 abstraction de ça mais on parle d'un contexte où on  
6 a une demande qui est importante tout d'un coup.  
7 (11h 10)

8 Selon les connaissances actuelles du  
9 Distributeur, de quel ordre serait la taille du  
10 prochain bloc de puissance de long terme qui ferait  
11 l'objet d'un appel d'offres à l'horizon deux mille  
12 vingt-deux-deux mille vingt-trois (2022-2023). En  
13 termes de mégawatts puis en termes de nombre  
14 d'heures, pouvez-vous nous donner un estimé?

15 M. HANI ZAYAT :

16 R. Je vais vous renvoyer, dans le fond, que ça soit à  
17 l'état d'avancement ou à la présentation d'hier,  
18 dans le fond, même dans la première plancher hier,  
19 on disait, malgré la présence et la planification  
20 qu'il y a un bloc de cinq cents mégawatts (500 MW)  
21 de gestion de la demande en puissance, il y a quand  
22 même des besoins pour un appel d'offres, pour un  
23 éventuel appel d'offres à l'horizon deux mille  
24 vingt-deux-vingt-trois (2022-23).

25 Donc, à moins d'avoir le programme GDP et

1 une augmentation anticipée du potentiel du  
2 programme GDP, on pense qu'on va avoir un besoin  
3 d'avoir recours à un autre moyen additionnel pour  
4 ça.

5 Vous avez posé deux questions, une sur la  
6 taille du bloc et une sur le nombre d'heures. Pour  
7 ce genre d'exercice, disons, sans avoir fait les...  
8 En fait, on voit le besoin en mégawatts au tableau  
9 de la planche 1.

10 Je pense que des appels d'offres de l'ordre  
11 entre trois cents (300) et cinq cents mégawatts  
12 (500 MW) sont des tranches raisonnables pour ce  
13 type de produit. Il faut qu'il y ait une réalité  
14 technique ou technologique en arrière de ça pour  
15 que ça puisse se faire. Je ne pense pas que c'est  
16 quelque chose qui puisse se faire par tranche de  
17 vingt-cinq mégawatts (25 MW) si c'est ça la  
18 question.

19 Pour ce qui est du nombre d'heures  
20 d'utilisation prévues ou qu'est-ce qu'on  
21 demanderait, on n'a pas fait de caractérisation  
22 fine à ces horizons-là mais ça, puis là, j'irai pas  
23 dans les scénarios où c'est de la technologie de  
24 chaînes de blocs qui embarque sans possibilité  
25 d'interruption, on n'a pas fait ces simulations-là

1           mais je vais vous dire que l'appel d'offres de  
2           puissance de deux mille quinze (2015) devrait être  
3           un bon indicateur de quel serait le besoin pour un  
4           appel d'offres de puissance.

5                       C'est sûr que s'il y avait des  
6           modifications à la prévision de la demande à  
7           travers l'ajout d'industries ou d'une demande qui a  
8           des profils différents de ce qu'on a dans le plan  
9           d'approvisionnement, bien, il faudra actualiser nos  
10          prévisions, nos courbes horaires puis revoir un peu  
11          c'est quoi les bilans et qu'est-ce que ça  
12          donnerait. Mais froidement, je dirais l'appel  
13          d'offres de deux mille quinze (2015) devrait être  
14          un bon indicateur de qu'est-ce qui pourrait être  
15          requis.

16                      Je vais peut-être juste compléter ma  
17          réponse. Donc, évidemment, si le besoin était  
18          beaucoup plus important que ce qu'on a dans le  
19          bilan de la planche 1, bien, l'appel d'offres  
20          pourrait être beaucoup plus important que par  
21          tranches de cinq cents mégawatts (500 MW). Là, il  
22          faudrait voir ce serait quoi la meilleure  
23          stratégie : est-ce que c'est d'avoir un appel  
24          d'offres de mille (1000) ou deux appels d'offres de  
25          cinq cents (500).

1                   Je sais pas si c'est là que vous vouliez  
2 aller mais, dans tous les cas, je m'attendrais à ce  
3 que ça soit un coût qui serait comparable, encore  
4 une fois, à l'appel d'offres de deux mille quinze  
5 (2015).

6 Q. [74] Bien, dans un premier temps, je veux voir avec  
7 vous si on fait juste envisager qu'avec l'état  
8 d'avancement de la prévision de la demande, des  
9 besoins additionnels de l'ordre de, admettons, cinq  
10 cents mégawatts (500 MW) plus ou moins, mais d'un  
11 ordre assez substantiel, serait devancé de façon  
12 importante, vous coupant l'herbe sous le pied, en  
13 termes de besoins en puissance à long terme,  
14 rapidement, ce que j'aimerais explorer avec vous  
15 c'est, quels seraient les impacts dans l'analyse...  
16 les impacts d'une telle situation dans l'analyse  
17 économique du Programme GDP, notamment sur, est-ce  
18 que ça change quoi que ce soit sur les coûts évités  
19 pour refléter les bons signaux de coûts? Est-ce que  
20 ça viendrait modifier l'analyse économique du GDP  
21 telle que présentée actuellement?

22                   (11 h 16)

23 R. La réponse courte c'est non. Je pense que les  
24 analyses économiques sont basées sur les coûts  
25 évités, donc ce que ça permettrait d'éviter, dans

1 une... par rapport à une situation d'équilibre, ou  
2 de quasi équilibre, et j'ai tendance à penser que  
3 l'appel... que... je ne sais pas si c'est ça la  
4 question, mais je vais l'essayer quand même, un  
5 appel d'offres de puissance pour cinq cents  
6 mégawatts (500 MW) ou pour mille mégawatts  
7 (1000 MW), je pense qu'on aurait probablement les  
8 mêmes indicateurs de coûts.

9 Autrement dit, c'est basé... bon, ce n'est  
10 pas le résultat du dernier appel d'offres, mais  
11 quand même, c'est comparable au balisage qu'on a vu  
12 dans le marché à une technologie qui pourrait nous  
13 fournir de la puissance lorsque requis. En bout de  
14 ligne, un appel d'offres de puissance, bien il faut  
15 qu'il y ait de la quincaillerie en arrière pour que  
16 ça puisse... pour pouvoir livrer de l'énergie à  
17 quelques heures de préavis pour une durée allant  
18 jusqu'à trois cents (300), ou quatre cents (400),  
19 ou cinq cents (500) heures.

20 Et ça, je veux dire, il y a quelques  
21 technologies qui sont possibles et elles n'ont pas  
22 nécessairement évolué de façon importante. On  
23 pourrait penser à éventuellement à l'implantation  
24 de batteries, mais encore là, la technologie n'est  
25 pas encore tout à fait là pour pouvoir répondre à

1 ce type de demande pour des périodes prolongées.  
2 Mettons en termes de changements technologiques,  
3 c'est peut-être le principal que je puisse voir à  
4 terme.

5           Donc, le coût évité tel qu'on a là,  
6 j'aurais tendance à penser qu'il est bon pour cinq  
7 cents mégawatts (500 MW), il est bon pour mille  
8 mégawatts (1000 MW) puis à l'inverse, il est aussi  
9 bon pour trois cents mégawatts (300 MW) ou pour  
10 deux cents mégawatts (200 MW). Donc, je vais  
11 revenir à ma réponse initiale, oui, l'analyse  
12 économique serait maintenue telle quelle.

13 Q. **[75]** O.K. Sur l'horizon de dix (10) ans, dans  
14 l'analyse économique, admettons qu'il y aurait la  
15 mise en service ou l'obtention des mégawatts  
16 contractés dans un appel d'offres de long terme à  
17 l'intérieur de l'horizon du dix (10) ans, est-ce  
18 que l'indicateur de coût, le coût évité, serait  
19 modifié à ce que la motivation du GDP, advenant le  
20 cas où il y a un nouvel appel d'offres qui arrive  
21 en... là, disons, admettons, l'année prochaine, on  
22 retrouve, dans deux... vous nous avez dit quatre  
23 ans, là, mais peut-être que... mettons qu'on est  
24 vraiment, vraiment rapide, tout le monde procède  
25 rapidement, à l'horizon, dans deux ans on a un



1 appel d'offres qui nous fournit la puissance à long  
2 terme requise, est-ce que les coûts évités, pour le  
3 reste de l'évaluation de la rentabilité, sur  
4 l'horizon de dix (10) ans, vont demeurer, pour le  
5 GDP, les coûts évités de long terme?

6 R. Encore une fois, je vais répondre oui puis je vais  
7 simplifier, dans le fond, peut-être juste sortir un  
8 peu de la... de... de la spécificité des dates. Les  
9 coûts évités reflètent, dans le fond, de façon  
10 simple, deux états de situation. Soit on est en  
11 surplus, soit on est à l'équilibre, ou, « slash »,  
12 en déficit. Et c'est un peu... ce sont ces deux...  
13 les coûts évités reflètent... peuvent refléter ces  
14 deux états de situation là.

15 Quand on est en surplus, comme on est en  
16 énergie, bien c'est de l'énergie dont on n'a pas  
17 besoin, là, puis on la traduit par les coûts  
18 évit... le coût du patrimonial, puisqu'on n'utilise  
19 pas le patrimonial. Évidemment, tant qu'on n'est  
20 pas... Puis je vais aller à l'extrême, tant qu'on  
21 n'est pas en surplus de puissance, qu'on n'est  
22 pas... qu'on n'a pas des besoins de quarante mille  
23 (40 000) et des moyennes de quarante-cinq mille  
24 (45 000), je vais l'exprimer comme ça, bien les  
25 coûts évités sont tels qu'ils sont. On regarde le

1 bilan, on est en déficit de puissance sur tout  
2 l'horizon du... sur tout l'horizon du plan, donc à  
3 moins que vous me disiez qu'il y a des changements  
4 structurels majeurs qui font en sorte qu'on n'est  
5 plus en situation... qu'on n'est plus court en  
6 puissance, qu'on n'est plus en déficit de  
7 puissance, mais qu'on est plutôt en surplus de  
8 puissance, tant que cette situation-là ne se  
9 manifeste pas, bien les coûts évités sont ceux-là.

10 Q. [76] Donnez-moi un instant.

11 (11 h 21)

12 J'explore une dernière hypothèse avec vous  
13 pour voir si ça changerait votre réponse. Imaginons  
14 plutôt que, plutôt que de retarder le plus  
15 longtemps possible le lancement d'un appel d'offres  
16 en puissance de long terme, la Régie demandait au  
17 Distributeur d'envisager qu'il procède, dans les  
18 prochains mois, à un appel d'offres de long terme,  
19 mais pour une quantité beaucoup moindre, là,  
20 cinquante (50), cent mégawatts (50-100 MW), par  
21 exemple, est-ce que... une quantité qui ne  
22 viendrait pas remettre en cause le GDP, mais qui  
23 viendrait moduler l'acquisition de contrats pour de  
24 l'appel d'offres... pour de la puissance à long  
25 terme, est-ce que ça viendrait modifier ce que vous

1 m'avez expliqué en relation avec l'analyse de  
2 rentabilité du GDP?

3           Donc, si je me résume, plutôt que de viser  
4 le retardement d'un gros appel d'offres de long  
5 terme le plus loin possible, que la Régie vous  
6 demandait comme stratégie d'appliquer le lancement  
7 d'appels d'offres de moindre importance en termes  
8 de puissance, mais pour du long terme? Est-ce que  
9 ça viendrait changer l'analyse de rentabilité du  
10 GDP?

11 R. Non plus, j'ai la même réalité en arrière de ça. Ma  
12 responsabilité, c'est d'assurer la fiabilité de  
13 l'alimentation, dans le fond, au Québec sur  
14 l'horizon du plan. Et quand je regarde le plan,  
15 bien il y a des besoins de puissance. On est court  
16 en puissance sur tout l'horizon. Même en tenant  
17 compte de la GDP, il y a quand même des besoins de  
18 cinquante cents mégawatts (500 MW) en deux mille  
19 dix-neuf, deux mille vingt (2019-2020), sept cents  
20 (700) en vingt, vingt et un (20-21), neuf cent en  
21 vingt et un, vingt-deux (21-22). Et ça va jusqu'à  
22 deux mille (2000) en vingt-cinq, vingt-six (25-26).

23           Donc, même en segmentant un appel d'offres  
24 par plus petite tranche, le besoin est toujours  
25 présent et il va falloir y répondre d'une façon ou

1 d'une autre. Et aujourd'hui les façons qu'on  
2 imagine pour y répondre, les options qu'on a, c'est  
3 de mettre en place des programmes de gestion de la  
4 demande. Celui dont on discute aujourd'hui, c'est  
5 chez la clientèle affaire. Et l'alternative,  
6 ultimement, c'est d'aller sur un appel d'offres  
7 pour avoir un moyen, une ressource installée au  
8 Québec, donc qui pourrait contribuer à répondre à  
9 la demande sans cannibaliser l'utilisation des  
10 interconnexions en hiver.

11 Q. [77] Merci, ça va compléter mes questions.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Merci, Maître Gariépy. Madame Falardeau?

14 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

15 Mme ESTHER FALARDEAU :

16 Q. [78] D'après vous, est-ce qu'il y a une  
17 circonstance où, pour le calcul de la rentabilité  
18 de ce programme-là, on ne devrait pas tenir compte  
19 d'un coût évité de distribution au transport? Est-  
20 ce qu'il y a une circonstance ou une  
21 caractérisation de votre réseau qui ferait en sorte  
22 que, dans cette circonstance particulière-là, on ne  
23 devrait pas tenir compte de la totalité du coût de  
24 distribution ou du coût de transport ou on devrait  
25 en tenir compte partiellement?

1 M. HANI ZAYAT :

2 R. Est-ce que votre question est spécifique à  
3 aujourd'hui ou plus générale? Je peux peut-être  
4 répondre, en fait, dans les...

5 Q. **[79]** Bien, c'est parce qu'on a entendu différentes  
6 suggestions, là...

7 R. Oui. Oui.

8 Q. **[80]** ... à l'effet que, dans certaines  
9 circonstances, le coût évité de distribution de  
10 transport, on ne devrait pas en tenir compte  
11 entièrement...

12 R. Oui.

13 Q. **[81]** ... ou on devrait appliquer une certaine  
14 proportion ou... Alors, je m'interroge à cet effet-  
15 là. Est-ce qu'il y a une circonstance, d'après  
16 vous, là, où vous diriez : « Bien, je m'apprête à  
17 faire un calcul de rentabilité. Dans cette  
18 circonstance précise là, étant donné la  
19 caractéristique de mon réseau et de ce programme-  
20 là, je vais appliquer un facteur ou une  
21 proportion? »

22 R. Je dirais un peu, la réponse que j'ai donnée tout à  
23 l'heure pour la partie puissance s'applique aussi  
24 au réseau de transport. C'est-à-dire si on avait...  
25 si on devait avoir une décroissance de la demande

1 ou quelque chose qui ferait en sorte que le réseau  
2 dont on dispose aujourd'hui n'a pas besoin  
3 d'investissement additionnel pour supporter la  
4 croissance, si c'étaient juste des investissements  
5 en pérennité ou qu'on avait une demande qui était  
6 en décroissance, que le réseau est capable  
7 d'absorber, à ce moment-là on aurait un coût de  
8 transport ou de distribution qui serait nul ou qui  
9 serait proche de zéro.

10 (11 h 26)

11 De façon plus spécifique pour les clients  
12 raccordés en transport. Puis tantôt, les questions  
13 sont venues de ce côté-là. C'est sûr que, a priori,  
14 on dirait que les clients qui sont raccordés en  
15 transport, ils n'imputent pas de coûts additionnels  
16 en distribution. Donc, on pourrait être tenté de  
17 dire, bien, on ne devrait pas inclure les coûts de  
18 distribution pour ces clients-là.

19 La réalité est que, dans le fond, si on  
20 devait aller jusqu'au bout du raisonnement, il  
21 faudrait être beaucoup plus spécifique, je ne  
22 dirais pas au cas par cas, c'est sûr que, en  
23 distribution, mais surtout en transport, c'est un  
24 réseau... c'est l'équilibre du réseau global, et  
25 c'est difficile de pouvoir imputer des coûts

1 spécifiques à une charge spécifique de dire, c'est  
2 cette charge-là qui déclenche un investissement et  
3 donc c'est cette charge-là qui va devoir supporter  
4 l'ensemble des coûts. Là, ça devient un exercice  
5 beaucoup plus laborieux. Donc, l'approche qui a été  
6 adoptée, c'est d'imputer, dans le fond, des coûts  
7 moyens, en fait c'est des coûts marginaux moyens,  
8 ce n'est pas des coûts moyens, ce sont des coûts  
9 marginaux moyens, à l'ensemble de la charge. Je ne  
10 sais pas si je répons.

11 Q. **[82]** Oui. Bien, surtout la première partie de votre  
12 réponse qui m'indiquait que si vous évaluiez que  
13 votre réseau dispose d'une surcapacité, si j'ai  
14 bien compris, donc, à ce moment-là, vous  
15 n'attribueriez pas de coûts évités de distribution  
16 ou de transport dans votre calcul de rentabilité?

17 R. C'est bien ça.

18 Q. **[83]** Et donc, en ce moment, étant donné que ça  
19 n'est pas le cas donc, vous jugez qu'il y a lieu  
20 d'appliquer la totalité du coût évité de  
21 distribution et puis de transport?

22 R. C'est bien ça. En fait, les investissements qui  
23 sont requis en transport et en distribution  
24 reflètent les investissements qui sont requis en  
25 croissance pour ce réseau-là.

1 Q. [84] C'est ça. Bien, ça rejoint un petit peu, puis  
2 maître Sicard a soulevé la question hier, s'il y  
3 avait un segment de votre réseau où il y avait une  
4 surcapacité alors qu'un autre segment avait une  
5 sous-capacité ou, en tout cas, était un peu limite,  
6 à ce moment-là, est-ce que... vous n'en êtes pas au  
7 raffinement de l'application régionale de votre  
8 programme et vous avez une vision étant donné que  
9 c'est les premières années, mais éventuellement  
10 est-ce que c'est un élément que vous pourriez  
11 prendre en considération, par exemple en ce moment  
12 où on vit une circonstance semblable avec la  
13 situation sur la Côte-Nord?

14 R. Bien, je pense, la situation sur la Côte-Nord est  
15 révélatrice, dans le sens qu'on se pose la  
16 question, est-ce que ça mérite un... est-ce qu'il y  
17 a lieu d'investir massivement pour désengorger,  
18 dans le fond, cette zone-là? La réponse c'est que,  
19 pour l'instant, la réponse est non. Et donc, on  
20 voyait ça pas nécessairement par une  
21 régionalisation du programme, mais plus par une  
22 particularité ou une partie cible du programme qui,  
23 un peu à l'image de l'électricité interruptible,  
24 que si le client ne peut pas contribuer parce qu'il  
25 y a un goulot dans cette zone-là, bien, on peut



1 se... De fait, c'est comme si on dit, les coûts  
2 évités ne s'appliquent pas. Même le coût évité en  
3 fourniture ne s'applique pas puisqu'il ne contribue  
4 pas. Et à ce titre-là, on a l'option, on a le droit  
5 de refuser le client, l'adhésion du client au  
6 programme.

7 Q. **[85]** Hum, hum.

8 R. Donc, ce n'est pas tant une régionalisation qui  
9 tient compte de toutes les spécificités du réseau  
10 qui serait plutôt difficile d'application, mais de  
11 dire, il y a un problème particulier dans une zone  
12 en particulier. Et, à ce moment-là, si l'exploitant  
13 du réseau, TransÉnergie pour ne pas le nommer, nous  
14 dit qu'avant un hiver il y a des mégawatts qui sont  
15 captifs dans cette zone-là, bien, on a le droit de  
16 refuser le client si on pense qu'il ne sera pas  
17 capable de nous... Bien, ce n'est pas le client,  
18 si, en bout de ligne, la contribution du client ne  
19 permet pas de régler le problème auquel on fait  
20 face.

21 Q. **[86]** Là, est-ce que vous avez fait ça pour l'année  
22 à venir ou c'est une chose à laquelle vous  
23 envisageriez faire?

24 R. En fait, c'est un exercice qui est fait à chaque  
25 année avant le début de l'hiver. Donc, on fait



1 vous demandait, quel est votre meilleur estimé, sur  
2 la base des hypothèses les plus raisonnables, que  
3 vous pouvez nous donner de l'effet de cette...  
4 l'application de cette offre dégressive là? Est-ce  
5 que vous seriez en mesure de nous donner ça? Sur la  
6 base des hypothèses que vous élaboreriez vous-même,  
7 là. Est-ce que c'est quelque chose que vous seriez  
8 prêt à faire ou à nous donner? Votre « best  
9 guess »?

10 Mme ANITA TRAVIESO :

11 R. On serait capable de faire certaines hypothèses,  
12 mais sur la base clients, en sachant que certains  
13 groupes de clients ne participeraient pas à vingt  
14 (20), trente (30) ou quarante dollars (40 \$), et  
15 caetera. Mais ce ne sont que des hypothèses.

16 Q. [88] Absolument. Absolument, c'est... c'est une  
17 hypothèse, là. Mais, quand même, vous êtes les  
18 mieux placés pour avoir une appréciation de la  
19 sensibilité de votre clientèle. Mieux que nous ne  
20 le sommes ou mieux que je ne le suis moi-même.

21 Alors, si on vous disait, bien, ça serait  
22 quoi votre appréciation si on vous le demandait? En  
23 tout cas, moi, j'aimerais l'avoir. Si vous pouviez  
24 la partager, j'en serais bien heureuse.

25 R. On pourrait le faire mais pas là.

1 Q. [89] Non, non, mais...

2 R. Pas, je veux dire, dans l'heure qui suit ni la  
3 journée qui suit, là.

4 Q. [90] Ni la journée qui suit. Ah! c'est un  
5 travail... est-ce que ça serait un travail  
6 d'envergure pour vous ou... en même temps, on ne  
7 sait pas... on n'est plus à l'heure de se lancer  
8 dans des grandes analyses, là.

9 M. RÉMI DUBOIS :

10 R. Je pense que le point qu'on veut amener, c'est...  
11 on a autant de cas, que vous avez vus, donc il  
12 faudrait... moi, en tout cas, si j'avais à le  
13 faire, j'irais peut-être plus sur le volet clients.  
14 Donc, au sens, les incidences chez eux de devoir  
15 investir, changer leurs trucs, et caetera, pour  
16 embarquer dans le programme puis y aller a  
17 contrario, de dire : « Si je ne te donne pas le  
18 soixante-dix (70), c'est quelque chose d'autre - tu  
19 sais, à quelque part... - comment tu réagis à  
20 ça? », mais... Là on aurait juste la portion de  
21 clients qui embarquent. Qui ont déjà vécu  
22 l'expérience. Ça nous donne une équation.

23 Mais ce qu'on vous dit c'est, on est à cinq  
24 cents mégawatts (500 MW) d'un gisement qui est  
25 beaucoup plus gros. Y aller sur la mathématique

1        puis faire des régressions - je suis économiste moi  
2        aussi - oui, mais on est dans le commercial. On  
3        n'est pas dans la... Tu sais, c'est bien le « fun »  
4        de mettre des variables puis avec une analyse de  
5        régression avec un R carré au bout, mais ce n'est  
6        pas ça dont on parle. On parle d'un montant  
7        d'argent qu'on rend disponible pour que les gens  
8        embarquent là-dedans.

9                Donc, c'est pour ça qu'on met beaucoup de  
10        nuances dans la... l'exercice. Puis, s'il faut le  
11        faire, on va le faire, mais il va falloir qu'on  
12        mette les bémols qu'on a dû mettre dans le cadre du  
13        dossier à l'égard de ce que ça veut vraiment dire.

14        Q. [91] Mais, d'après vous, est-ce que ce genre de...  
15        bien, vous allez probablement me dire non, là. Mais  
16        donc, ce genre d'évaluation-là, ça ne vaudrait pas  
17        la peine? Ça n'aurait pas de valeur, c'est ce que  
18        vous me dites? Parce que, si ça a une petite  
19        valeur, bien, je suis encore intéressée. Parce que  
20        vous pouvez mettre plein de bémols puis, oui, on va  
21        les prendre en considération. Parce que, dans le  
22        fond, vous ne le savez pas, on ne le sait pas.  
23        Quand on fait des projections, finalement, on ne  
24        sait pas ce qui va arriver.

25                Mais vous avez quand même une appréciation.

1 Est-ce que ça va avoir un gros impact, un petit  
2 impact, un moyen impact? Vous nous avez déjà donné  
3 la couleur de ce que vous pensez dans vos réponses  
4 à nos questions. Si on vous disait, bien, votre  
5 meilleur estimé, ce serait quoi, sur la baisse de  
6 l'effacement, vingt-cinq pour cent (25 %), trente  
7 pour cent (30 %), cinquante pour cent (50 %) ou  
8 quinze pour cent (15 %), dix pour cent (10 %)?

9 Mme ANITA TRAVIESO :

10 R. On va faire l'exercice.

11 (11 h 36)

12 Me ÉRIC FRASER :

13 Donc, on va prendre l'engagement de faire  
14 l'exercice, je vous demanderais par ailleurs peut-  
15 être de le réexprimer, de faire l'exercice  
16 d'évaluer l'impact...

17 Mme ESTHER FALARDEAU :

18 Q. **[92]** Oui, attendez...

19 M. RÉMI DUBOIS :

20 R. ... tel que proposé par la Régie, je pense, hein?

21 C'est ça qu'on...

22 Q. **[93]** Oui, j'ai une belle phrase ici.

23 R. On partirait du quatre-vingts (80) puis on descend  
24 jusqu'au vingt (20).

25 Me ÉRIC FRASER :

1 C'est pour ça que je vais...

2 Mme ESTHER FALARDEAU :

3 Q. **[94]** C'est selon votre meilleur estimé, combien de,  
4 bien... écoutez, oui, ici j'ai deux chiffres, mais  
5 bon... vous nous donnerez votre meilleur estimé.

6 Mais selon votre meilleur estimé, combien de  
7 clients cesseraient leur participation au programme  
8 et quelle serait la baisse de la réduction de  
9 puissance dégagée par ce programme dans  
10 l'éventualité qu'une approche d'appui, disons,  
11 financier, dégressive soit adoptée. Donc...

12 Me ÉRIC FRASER :

13 Excellent.

14 Mme ESTHER FALARDEAU :

15 Q. **[95]** Donc...

16 R. Juste qu'on convienne, la dégressivité, c'est celle  
17 qui est déjà proposée aux DDR.

18 Q. **[96]** Oui, absolument.

19 R. On s'en tient à ça.

20 Q. **[97]** C'est du copier-coller.

21 Me ÉRIC FRASER :

22 O.K.

23 R. C'est du copier-coller.

24 Me ÉRIC FRASER :

25 On va vérifier. On va prendre l'engagement puis

1 vous revenir sur soit la réponse ou le délai pour  
2 obtenir la réponse s'il y a des travaux  
3 supplémentaires qui nécessitent d'être faits.

4 LA GREFFIÈRE :

5 Ce sera l'engagement numéro 9.

6

7 E-9 : Indiquer combien de clients cesseraient  
8 leur participation au programme et quelle  
9 serait la baisse de la réduction de  
10 puissance dégagée par ce programme dans  
11 l'éventualité qu'une approche d'appui,  
12 disons financier, dégressive soit adoptée  
13 (demandé par la formation)

14

15 Mme ESTHER FALARDEAU :

16 Q. [98] Bon. Un autre questionnement que nous avons  
17 c'est au sujet de la nature juridique. On cherche à  
18 coller une étiquette. On sait que c'est pas un  
19 tarif, on se demande est-ce que ça pourrait être un  
20 programme commercial, est-ce que c'est de  
21 l'efficacité énergétique.

22 Je pense qu'on va être obligés de sortir de  
23 cet exercice-ci avec la bonne étiquette, une  
24 étiquette qui nous convient tous puis, quand on  
25 fait un peu de lecture sur l'efficacité



1 énergétique, l'historique de ce que c'est, bien, on  
2 se rend compte que si l'efficacité énergétique ça  
3 passe obligatoirement par une réduction de la  
4 consommation d'énergie, bien, ce programme-là il ne  
5 va pas nécessairement, c'est pas son objectif  
6 premier.

7           Puis ça m'a apportée à faire des lectures  
8 sur les documents que vous soumettez, notamment au  
9 NPCC puis dans d'autres juridictions aussi où vous  
10 n'êtes pas présents, évidemment, voir comment est-  
11 ce qu'ils traitent ce genre de programme-là. Puis  
12 d'ailleurs, ce programme-là, vous l'appellez un  
13 programme de gestion de la pointe puis ça n'est pas  
14 l'unique programme de gestion de la pointe que vous  
15 avez, si je comprends bien, vous en avez d'autres  
16 programmes de gestion de la pointe.

17 M. HANI ZAYAT :

18 R. Oui. En fait, on a deux, je veux dire, des  
19 programmes ou des moyens de gestion de la pointe.  
20 Ceux qui me viennent à l'esprit c'est l'option de  
21 l'électricité interruptible qui vise le même  
22 objectif.

23 Q. [99] Oui.

24 R. Et, pour moi, le tarif biénergie vise le même  
25 objectif aussi. Donc, on a les deux. C'est pas sur

1 demande.

2 Q. **[100]** Mais là où je voulais vous amener, c'est dans  
3 la grande famille des programmes en efficacité  
4 énergétique. Est-ce qu'il ne pourrait pas y avoir  
5 des sous-familles, c'est-à-dire une lignée de  
6 programmes qui vise l'efficacité énergétique et la  
7 réduction de l'énergie utilisée par les  
8 consommateurs qui est l'approche traditionnelle et  
9 une autre sous-famille qui serait les programmes  
10 qui visent le déplacement de la consommation dans  
11 le temps et non pas la réduction de la consommation  
12 dans le temps.

13 R. En fait, maintenant que vous ouvrez la porte, on a  
14 un programme qui vise aussi la réduction de la  
15 puissance qui est ce qu'on appelle le chauffe-eau  
16 trois éléments ou le chauffe-eau ECOPEAK, donc qui  
17 vise spécifiquement, lui, il ne réduit pas la  
18 consommation en énergie, mais il va déplacer la  
19 pointe, ou il ne va pas déplacer la pointe, mais  
20 réduire... Sa contribution à la pointe est moindre  
21 qu'un chauffe-eau traditionnel.

22 Donc, je ne l'ai pas mentionné tantôt parce  
23 que c'est pas de la gestion de la demande en  
24 puissance directe, dans le sens qu'il n'est pas  
25 appelable, on n'a pas le contrôle là-dessus, c'est

1 pas 'dispatchable' dans le jargon, mais par contre,  
2 le design du chauffe-eau et le fait qu'il y ait  
3 trois éléments plutôt que deux fait en sorte que la  
4 contribution du chauffe-eau à la pointe coïncidente  
5 est inférieure à celle d'un chauffe-eau  
6 traditionnel.

7 Et la promotion et le déploiement de ce  
8 chauffe-eau par Hydro-Québec ou, en tout cas, le  
9 support au déploiement fait partie du programme  
10 d'efficacité énergétique depuis fort longtemps.

11 (11 h 42)

12 Q. **[101]** Bien, la suggestion que je vous faisais  
13 c'est, bon, avec la venue des compteurs  
14 intelligents maintenant, évidemment, on a beaucoup  
15 plus d'information sur la façon dont les gens  
16 consomment puis on a la possibilité de connaître  
17 leur consommation quotidienne, donc d'offrir le  
18 genre de programme que vous offrez maintenant, de  
19 demander aux gens de déplacer dans le temps leur  
20 consommation. Et donc, ça vous donne la possibilité  
21 d'avoir d'autres programmes, de développer d'autres  
22 programmes de gestion de la pointe qui sont des  
23 outils quand même utiles, comme vous disiez, qui  
24 vous offrent, mais qui se distingue du programme  
25 d'efficacité traditionnel. Est-ce qu'il n'y aurait

1 pas lieu de créer comme une nouvelle famille de  
2 programmes d'efficacité énergétique? Si on est  
3 comme, entre guillemets, pris avec cette étiquette-  
4 là, on pourrait se dire, bien on a deux chapitres  
5 sous le grand chapitre de l'efficacité énergétique,  
6 il y en a un qui vise le déplacement, ce qu'ils  
7 appellent en anglais le « demand response » ou  
8 « demand management », c'est-à-dire où on veut  
9 gérer la consommation et l'autre qui vise la  
10 réduction de la consommation, l'autre grande...  
11 Parce que... Et là où je veux en venir, là, c'est,  
12 il y a des façons différentes ou il y a des légères  
13 différences dans la façon d'évaluer la rentabilité  
14 de ces deux types de programmes-là et c'est là où  
15 je voulais vous amener, là.

16 D'après vous, quels sont les ajustements  
17 que vous faites quand vous évaluez un programme de  
18 gestion de la pointe au niveau de la rentabilité,  
19 du calcul de la rentabilité, versus quand vous  
20 calculez la rentabilité d'un programme en  
21 efficacité énergétique? Parce que c'est madame...  
22 je crois que c'est madame Giaume qui parlait hier  
23 du fait que bon, nous, vous ne tenez pas compte des  
24 revenus, mais vous, Hydro-Québec, c'est ça, vous  
25 n'en auriez pas tenu compte, mais à la suggestion

1 de la Régie, vous avez intégré ces revenus-là  
2 sacrifiés dans le calcul de la rentabilité. Donc,  
3 parce que vous avez dit : « C'est un programme en  
4 puissance, donc dans ce genre de programme-là, la  
5 rentabilité est évaluée de telle façon. » Donc, je  
6 veux juste que vous nous fassiez part, juste  
7 globalement, quelles sont les distinctions que vous  
8 voyez entre le calcul de rentabilité d'un programme  
9 en efficacité énergétique traditionnel et le calcul  
10 de rentabilité d'un programme de gestion de la  
11 pointe?

12 M. HANI ZAYAT :

13 R. Je vais répondre de façon générale, et même de  
14 façon spécifique, il n'y a pas de différence, dans  
15 le sens que quand on va regarder l'analyse de  
16 rentabilité d'un projet, d'un programme en  
17 efficacité énergétique ou d'un programme en gestion  
18 de la demande, on va regarder l'ensemble des  
19 impacts du projet, programme, et caetera, sur le  
20 Distributeur. On peut regarder aussi les effets  
21 chez le client, et caetera.

22 Une fois que j'ai dit ça, donc on regarde  
23 l'ensemble des impacts. Ces impacts-là peuvent être  
24 différents d'un projet à l'autre ou d'un programme  
25 à l'autre. C'est sûr que quand il s'agit d'un

1 programme d'efficacité énergétique, donc qui vise  
2 la réduction de la consommation énergétique chez le  
3 client, l'aspect « perte de revenus » devient un  
4 élément important puisque ce sont des  
5 kilowattheures qu'on ne vendra pas, donc on va  
6 encourir des coûts pour encourager les clients à ne  
7 pas consommer. Et en échange, il va y avoir des...  
8 il va y avoir des revenus qu'on n'aura pas comme  
9 distributeur, et on aura aussi des coûts  
10 d'approvisionnement en énergie qu'on n'aura pas à  
11 encourir.

12           Donc, si je devais reprendre ça dans les  
13 trois principales lignes d'analyse, c'est « Combien  
14 me coûte le programme? Qu'est-ce qu'il m'évite  
15 comme coûts d'approvisionnement? Et qu'est-ce qu'il  
16 me fait perdre comme revenus du fait que c'est des  
17 kilowattheures que je ne vends pas? »

18           Dans le programme de gestion de la  
19 puissance, c'est la même chose, on va regarder  
20 quelles sont les lignes, les principales lignes  
21 d'écart par rapport avec ou sans le programme.  
22 Donc, on a des coûts de fournitures, là, j'ai parlé  
23 hier de la prime fixe de puissance, donc ça, c'est  
24 sûr que c'est une prime fixe qu'on va avoir. J'ai  
25 parlé de la planification transport et distribution

1 qui sont présentes souvent autant en efficacité  
2 énergétique qu'en gestion de la demande. « Perte de  
3 revenus » pourrait être considérée dans la mesure  
4 où le client s'efface et ne se déplace pas.  
5 Souvent, les programmes de gestion de la demande,  
6 ce n'est pas tant un client qui s'efface à la  
7 pointe, mais il va se reprendre souvent soit avant,  
8 soit après. Je n'ai pas la nomenclature précise de  
9 nos clients, mais une grosse partie des clients qui  
10 sont sur la GDP vont déplacer leur chauffe. On  
11 parlait des édifices à bureaux, des écoles, ils  
12 vont soit chauffer plus tôt le matin ou plus tard  
13 le matin, mais en dehors des plages qu'on leur  
14 donne. Donc, la notion de perte de revenus n'est  
15 pas vraiment présente ou si elle est présente, elle  
16 est minime, là, on parle d'un maximum d'une  
17 centaine d'heures, donc ce n'est pas matériel.  
18 (11 h 47)

19 Par contre, si on va jusqu'au bout, on peut  
20 traiter de la perte de revenus comme on l'a fait  
21 puis là, il faut le complément à ça, c'est qu'il  
22 faut... si on a perte de revenus, donc on a aussi  
23 des coûts d'approvisionnement en énergie, qu'on va  
24 éviter, ce qu'on a rajouté dans un des tableaux.  
25 Donc c'est juste pour dire qu'il y a la... c'est la

1 même, c'est la même analyse, c'est la même façon de  
2 calculer.

3 Par contre, on va prendre les lignes qui  
4 sont les plus... bien, on va prendre l'ensemble des  
5 lignes. Elles ne sont pas toutes pertinentes dans  
6 chacun des dossiers, ça va dépendre, et il y a une  
7 question de matérialité aussi, là. Je ne peux pas  
8 dire qu'il n'y a rien qui n'est pas important, mais  
9 dans certains cas on parle de, mettons, un maximum  
10 de cent (100) heures par année. Un programme  
11 d'efficacité énergétique, bien c'est souvent quatre  
12 mille, cinq mille (4000-5000) heures par année,  
13 donc c'est pas tout à fait le même dosage.

14 Q. **[102]** Je vous remercie.

15 M. FRANÇOIS ÉMOND :

16 Q. **[103]** Bonjour. Une seule question, mais très large  
17 en même temps. On a posé la question sur  
18 l'utilisation des groupes électrogènes pour réduire  
19 la puissance. Vous nous avez dit que votre  
20 responsabilité à vous, c'est d'inscrire des clients  
21 ou des compteurs pour savoir le nombre de mégawatts  
22 qui doivent se réduire, mais que vous ne faites pas  
23 le suivi de comment ces clients-là réduisent leur  
24 consommation.

25 Par contre, dans le formulaire



1 d'inscription, vous demandez aux clients de vous  
2 dire comment ils comptent réduire leur  
3 consommation. Donc, vous avez dans vos bases de  
4 données combien de ces clients-là utilisent des  
5 groupes électrogènes. Donc, ma question à ça,  
6 c'est : est-ce que vous seriez en mesure, peut-être  
7 pas maintenant puisque le programme est encore à  
8 ses débuts, dans un proche avenir de décider de  
9 prioriser les clients qui n'utilisent pas de  
10 groupes électrogènes pour rester avec de l'énergie  
11 renouvelable et prendre ceux qui prennent des  
12 groupes électrogènes en deuxième lieu?

13 Mme ANITA TRAVIESO :

14 R. Ce sont toutes des options qu'on pourra regarder et  
15 qu'on regarderait à un moment donné, effectivement,  
16 là, on est dans le début. Mais, si on voyait  
17 vraiment... si on voulait réduire les clients qui  
18 utilisent des groupes électrogènes, bien c'est  
19 clair qu'on pourrait les traiter différemment. Par  
20 contre, ce n'est pas quelque chose qu'on a pris en  
21 compte à ce jour.

22 Q. **[104]** Donc, vous n'avez pas évalué si vous  
23 priorisiez les clients qui n'utilisent pas le  
24 groupe électrogène, combien de clients il vous  
25 resterait dans votre banque et si ça réduisait

1 de...

2 R. Bien, en fait, ils cochent les mesures qu'ils  
3 vont... ou, en tout cas, il y a deux, trois  
4 segments qu'ils peuvent cocher. Par contre, même  
5 s'ils indiquent qu'ils utilisent des groupes  
6 électrogènes, ça ne veut pas dire que l'ensemble  
7 des mesures est relié à l'utilisation. Ça peut être  
8 une des mesures qu'ils utilisent, par contre, ils  
9 peuvent faire d'autres actions dans ce même projet-  
10 là.

11 Alors, c'est difficile pour nous,  
12 aujourd'hui, de vous répondre ou de le savoir parce  
13 qu'un projet qui nous a effacé un cinq cents,  
14 mettons, je vais dire kilowatts (500 kW), ça peut  
15 être peut-être cent kilowatts (100 kW) qui vient du  
16 groupe électrogène et les autres quatre cents (400)  
17 peuvent être du préchauffage ou un changement,  
18 comme je dis, des opérations. Donc, c'est pour ça  
19 que c'est difficile pour nous de vous répondre  
20 clairement là-dessus sur quel est l'impact direct  
21 par projet des groupes électrogènes.

22 Q. **[105]** Donc, comme vous semblez avoir des liens  
23 constants et étroits avec cette clientèle-là, ça  
24 pourrait devenir quelque chose d'envisageable dans  
25 l'avenir?

1 R. Comme disait monsieur Dubois hier « rien n'est  
2 impossible. »

3 Q. **[106]** Merci. Vous voulez compléter?

4 M. RÉMI DUBOIS :

5 R. Bien, j'allais simplement dire que les groupes  
6 électrogènes, s'ils sont là, il y a une raison  
7 aussi pour les clients dans leur réalité des  
8 opérations, donc il y a une mesure d'urgence ou  
9 autre. Ça, c'est déjà des choses qui sont utilisées  
10 par les clients de toute façon, un. Donc, oui,  
11 peut-être que ça peut être un moyen dont ils font  
12 mention dans leur inscription, mais il n'est pas  
13 nécessairement utilisé, donc... Et les clients  
14 optimisent sa facture aussi avec ce type d'engin  
15 là, donc ils ont leur réalité propre à chacun  
16 d'eux. Je ne sais pas si ça vient... ça complète un  
17 peu la réponse.

18 Q. **[107]** Merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Je vais approcher le micro.

21 Q. **[108]** Alors, bonjour. Je m'excuse à l'avance, mes  
22 questions vont être décousues sur les sujets parce  
23 que je fais des suivis sur... Alors, ça se peut  
24 qu'on revienne sur un même sujet de temps en temps,  
25 là.

1 J'ai des questions suite au contre-  
2 interrogatoire du GRAME où on regardait l'option  
3 tarifaire. Et vous nous avez dit : « Bien, écoutez,  
4 on vous demandait, bien, le problème, c'est avec  
5 les agrégateurs, ce n'est pas un client. Et puis il  
6 y a une difficulté également avec le système  
7 informatique, avec SAP, comment qu'on pourrait  
8 traiter ça, les agrégateurs puis au lieu de faire  
9 juste une facture. » Alors, ma question : est-ce  
10 qu'une option tarifaire peut se faire à l'extérieur  
11 d'un SAP? Si vous utilisiez le même service  
12 informatique que vous faites en ce moment pour le  
13 Programme GDP, est-ce que vous ne pourriez pas  
14 utiliser ça égale pour une option tarifaire? Parce  
15 que je cherche l'empêchement réglementaire qui vous  
16 empêchait de prendre le même système.

17 (11 h 52)

18 M. RÉMI DUBOIS :

19 R. Bien, on peut toujours faire de la facturation sur  
20 une base ad hoc. Je vais l'appeler comme ça.

21 Q. **[109]** Pas de la facturation. Ce serait... Bien,  
22 enfin l'option tarifaire.

23 R. Bien, l'option tarifaire, j'aimerais penser que ça  
24 va nous prendre des chiffres, qu'on va devoir  
25 mettre en débit ou en crédit. Non, ce que je veux

1       dire, c'est le processus de facturation de...  
2       Enfin, on peut s'en soustraire, ou du moins s'en  
3       exclure pour des cas un peu particuliers d'options  
4       dont on dispose. Le plus bel exemple qu'on a,  
5       c'est... Voyons! Nos amis... qui ont de la  
6       photosynthèse... Voilà! Donc, on leur offre  
7       l'option d'électricité additionnelle évidemment  
8       dans un environnement particulier à leurs  
9       opérations. On parle de treize (13), quatorze (14)  
10      cas.

11                Donc, on est capable de les traiter sur une  
12      base un peu distincte du système lui-même. Donc, on  
13      n'a pas jugé bon d'investir dans le système pour  
14      s'assurer de tout couvrir dans l'univers des  
15      possibles. Donc, c'est plus ça la préoccupation  
16      qu'on a, dès lors un effet volume important. Et que  
17      ça prend du temps-personne pour saisir la donnée,  
18      la corroborer puis la rentrer dans des sous-  
19      routines de calculs, parce qu'on est obligé de  
20      défaire le système de calculs de facturation pour y  
21      apporter des modifications, donc c'est toujours  
22      possible de le faire, mais dès lors où il y a un  
23      minimum de volume, de centaines de cas ou de deux  
24      cents (200) en montant, ça devient plus complexe.

25      Q. [110] Mais est-ce que vous seriez capable

1 d'utiliser le même système, vous l'utilisez déjà,  
2 utiliser le même système si c'est une option  
3 tarifaire, est-ce que c'est possible?

4 R. Il faut modifier le système au complet. Le système  
5 SAP, à sa face même...

6 Q. **[111]** Oui.

7 R. ... avec la donnée...

8 Q. **[112]** Ma question c'est : Est-ce qu'il y a un  
9 empêchement réglementaire à ce que vous utilisiez  
10 le système que vous utilisez actuellement pour  
11 verser les aides financières si c'était une option  
12 tarifaire?

13 Mme ANITA TRAVIESO :

14 R. Bien, en fait, l'enjeu est au-delà du système.  
15 Comme je dis, c'est vraiment un programme  
16 commercial. Il s'adresse beaucoup à des  
17 partenaires, des agrégateurs. C'est ça la force de  
18 marché qu'on dit depuis un bout de temps, surtout  
19 dans les plus petits comme vous faites mention.  
20 Donc, l'option tarifaire serait vraiment  
21 limitative. Dans le sens que ça serait difficile de  
22 pouvoir avoir le potentiel qu'on se voit là sur les  
23 quatre prochaines années sans passer par des agents  
24 livreurs dont les partenaires et les agrégateurs,  
25 au-delà des clients directs. C'est là qu'on dit,

1 comment on ne serait pas capable d'utiliser cette  
2 fonction-là, donc une option tarifaire, et d'avoir  
3 ces agents livreurs.

4 Q. **[113]** Ça, c'est ma prochaine question. Mais, là,  
5 celle au niveau de l'équipement que vous avez  
6 besoin pour verser les aides financières, c'est  
7 possible, ce n'est pas un empêchement en soit, il  
8 n'y a pas des règles comptables ou autres qui font  
9 en sorte que vous ne pouvez pas facturer ou verser  
10 les aides financières à l'extérieur de SAP. Vous le  
11 faites déjà, vous pouvez continuer à le faire même  
12 si c'était une option tarifaire. On pourra voir  
13 ensuite si c'est intelligent de le faire avec une  
14 option tarifaire, mais sur le plan pratique, il n'y  
15 a rien qui vous empêche de continuer avec le même  
16 système. Vous n'avez pas besoin nécessairement  
17 d'investir dans vos systèmes pour verser des aides  
18 financières?

19 M. DAVE RHÉAUME :

20 R. Simplement pour valider, Madame la Présidente,  
21 juste être sûr qu'on comprend bien votre question.  
22 Ce que vous dites c'est, nous, notre interprétation  
23 d'un tarif, c'est à travers la facture, la  
24 facturation comme les clients reçoivent  
25 actuellement. Donc, si c'est un client qui

1 participait à la GDP, ce que nous, on appelle le  
2 mettre dans un tarif, ça veut dire que, dans sa  
3 facture, il y aurait donc les modifications TI  
4 auxquelles on parle qui se traduiraient par une  
5 facture inférieure pour refléter le soixante-dix  
6 dollars (70 \$). Si je comprends bien ce que vous  
7 dites c'est, pouvons-nous appeler ça un tarif, mais  
8 lui envoyer la même facture qu'on lui envoie  
9 aujourd'hui et lui envoyer le même chèque à part  
10 que lui est produit par un autre processus puis  
11 dire, tu es maintenant participant au tarif GDP,  
12 mais tu reçois deux enveloppes, une qui est le même  
13 tarif que tu as aujourd'hui et l'autre dans lequel  
14 il y a un chèque? Est-ce que c'est ça votre  
15 question?

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Q. **[114]** Oui. Dans la mesure où l'aide financière est  
18 versée, si vous voulez, à part, elle n'est pas  
19 calculée en fonction de...

20 R. De la consommation, si elle vient affecter son  
21 tarif.

22 Q. **[115]** C'est ça. De la même façon que vous  
23 fonctionnez en ce moment.

24 (11 h 57)

25 R. Sujet à vérification. C'est la nomenclature, on



1 appelle maintenant ça « un tarif », mais dans les  
2 faits, pour le client, lui, il ne verrait aucune  
3 différence par rapport aux années dernières.

4 Q. [116] Exactement.

5 R. Bien, en tout cas, techniquement, c'est faisable  
6 parce que c'est... il recevrait les mêmes  
7 enveloppes.

8 Q. [117] Merci. Ça fait que, dans le fond, ce qu'il  
9 reste, ce que je comprends, puis vous avez commencé  
10 à expliquer tantôt, la difficulté, c'est la notion  
11 d'agrégateur qui n'est pas un client. Et puis,  
12 hier, Monsieur Dubois, vous nous avez dit : « Bien,  
13 écoutez, c'est une complexification », pour  
14 l'agrégateur, lui, ça serait... c'est parce que ce  
15 n'est pas lui qui va venir devant la Régie, là, ça  
16 va être vous. Pour faire changer le texte des  
17 tarifs, c'est une complication pour vous, mais pas  
18 nécessairement pour votre client. Pour lui, ça peut  
19 être assez transparent. Est-ce que c'est correct?

20 M. RÉMI DUBOIS :

21 R. J'imagine, dans la mesure où il intervient, lui,  
22 avec le client. Donc, pour lui, effectivement,  
23 c'est transparent. C'est lui qui fait une entente  
24 avec le client sur la quote-part qui lui est  
25 rétribuée en fonction de ce qu'il a fourni en appel

1 de puissance. Donc, ça ne change rien pour lui.

2 Mais le client... si on avait l'application  
3 du tarif, là... peut-être que je m'enfarge puis ce  
4 n'est pas à propos, mais si le client auquel on  
5 appliquerait la distinction du tarif dont on  
6 faisait part tout à l'heure, je n'ai pas  
7 l'information, par ailleurs, pour lui envoyer un  
8 crédit, à lui.

9 Q. **[118]** O.K.

10 R. Ça fait que, ce client-là, je le perds de vue.  
11 Donc, il y aurait un tarif, mais il n'y aura pas de  
12 crédit qui va venir d'Hydro.

13 Q. **[119]** Non, ça serait à part, ça serait toujours  
14 l'agrégateur qui recevrait le chèque.

15 R. C'est ça.

16 Q. **[120]** Ça fait qu'il faudrait créer...

17 R. Et qui le distribuerait.

18 Q. **[121]** ... une nouvelle catégorie, « Agrégateur »,  
19 par exemple, avec une nouvelle définition sur  
20 qu'est-ce qu'un agrégateur dans un tarif et puis ça  
21 ferait en sorte...

22 R. Bien, il ne rentrerait pas dans le tarif, tant qu'à  
23 moi. Il rentrerait dans l'autre.

24 Q. **[122]** Dans l'autre?

25 R. Bien, dans celui qu'on utilise en parallèle qui est

1 le chèque.

2 Q. **[123]** Oui, oui, c'est ça. C'est toujours... mais  
3 s'il devait y avoir une option tarifaire, il  
4 faudrait créer la notion d'agrégateur pour qu'il  
5 puisse recevoir le chèque?

6 R. Ah! dans ce sens-là, oui.

7 Q. **[124]** Oui. Merci.

8 M. DAVE RHÉAUME :

9 R. Et pour les fins TI, simplement un complément. Et  
10 pour les fins TI, il faudrait aussi venir clarifier  
11 que le client, qui lui ne fait pas affaire avec un  
12 agrégateur, qui s'inscrit à la GDP directement avec  
13 Hydro-Québec, ne verra pas le crédit associé à la  
14 GDP sur la même facture.

15 Q. **[125]** C'est ça, ça serait une facture à part, comme  
16 tout le monde, comme fonctionne en ce moment, il  
17 va... J'imagine que vous lui envoyez une lettre  
18 avec le chèque, qui explique le chèque. Alors,  
19 il... ça serait à part. Ça serait une façon de  
20 fonctionner.

21 M. RÉMI DUBOIS :

22 R. Tout à fait.

23 Q. **[126]** O.K. Monsieur Rhéaume, vous m'avez surprise  
24 tantôt dans une réponse. Vous nous avez dit que le  
25 soixante-dix dollars (70 \$) pour la dégressivité...

1 le soixante-dix dollars (70 \$) était correct parce  
2 que le bénéfice est le même pour le Distributeur,  
3 donc on paie pour la même chose.

4 Et ce que je comprends de votre réponse,  
5 c'est qu'il n'y a comme pas d'adaptation pour la  
6 clientèle. C'est juste que, selon cette théorie-là,  
7 comme le bénéfice est le même que l'option de  
8 l'électricité interruptible, on devrait leur donner  
9 treize piastres (13 \$) de crédit fixe avec une  
10 somme de crédit variable. Alors, est-ce que...

11 M. DAVE RHÉAUME :

12 R. Je vais préciser. Ce n'est pas ce que... la réponse  
13 que j'ai essayé de donner... du moins, ce que j'ai  
14 compris de la question, c'était qu'il y avait un  
15 problème de cohérence avec les principes  
16 tarifaires.

17 Q. **[127]** Il y en a dans la façon où on tombe de  
18 soixante-dix (70) à treize (13) plus prime variable  
19 qui pourrait arriver à un maximum de quarante (40).

20 R. Ce que je veux dire, c'est... je répondais à une  
21 question. J'ai compris de la procureure de la  
22 Régie, qu'elle référerait à puisque des clients  
23 différents auraient le même crédit, ça, c'est un  
24 problème de cohérence, de discriminer certaines  
25 formes de clients pour refléter des différentes

1           réalités de coûts ou différentes réalités de  
2           programme, ce n'est pas incohérent non plus.

3                       Ce que je répondais, j'avais compris que la  
4           question, c'était : « Est-ce que ce n'est pas  
5           incohérent compte tenu qu'on peut avoir une série  
6           de clients qui offrent la GDP, qui eux peuvent être  
7           gros prix tarifairement de façon différente, de  
8           leur offrir la même GDP? » Puis je disais, non,  
9           selon moi, ce n'est absolument pas incohérent avec  
10          les tarifs de lorsque le bénéfice est le même pour  
11          le Distributeur de décider d'offrir.

12                      De la même façon, je suis d'accord avec  
13          vous aussi, c'est aussi correct si le bénéfice est  
14          le même, mais qu'il peut y avoir une réalité  
15          commerciale de leur côté, que ce soit parce que le  
16          programme qui leur est offert, comme ce que  
17          monsieur Dubois a dit plus tôt, une caractéristique  
18          fixe variable qui est différente ou que ce soit  
19          parce qu'ils ont une réalité de coût qui est  
20          différente. Ça pourrait aussi être cohérent de  
21          faire cette discrimination-là, cette dégressivité-  
22          là. Donc...

23                      (12 h 02)

24          Q. **[128]** Ça fait que... Allez-y.

25          R. Bien, en fait, dit autrement, je pense que ce qui

1 est proposé n'est absolument pas incohérent avec  
2 les principes tarifaires. De même que s'il y avait  
3 une option dégressive qui était retenue, ce ne  
4 serait pas non plus incohérent avec les principes  
5 tarifaires. Cette discrétion-là, on voit dans les  
6 différents types de tarifs différentes règles qui  
7 sont appliquées au niveau autant de la causalité  
8 des coûts que de la réalité commerciale du client.

9 Puis ce que je concluais tantôt c'est de  
10 dire, mais comme on vous l'a dit quelques fois,  
11 nous n'avons pas une information de qualité sur la  
12 réalité des coûts des clients actuellement de la  
13 GDP, ce qui, selon nous, justifie encore plus de ne  
14 pas présumer que les plus gros, ça doit leur coûter  
15 moins cher et que ce serait donc approprié de faire  
16 un tarif dégressif.

17 Q. [129] Merci. Monsieur Zayat, juste pour revenir sur  
18 les appros, je veux juste m'assurer que ma  
19 compréhension est correcte.

20 Ce qu'on parlait tantôt, la prémisse de  
21 base du programme GDP Affaires, c'était de  
22 repousser la limite, de faire un appel d'offres, un  
23 nouvel appel d'offres de type de celui de deux  
24 mille quinze (2015) et c'est la prémisse sur  
25 laquelle vous justifiez les coûts évités de long

1 terme.

2 Et ce que je comprends de votre réponse  
3 c'est que, malgré qu'on ferait cet appel d'offres  
4 là ou qu'on le partirait demain matin, on  
5 demeurerait avec les coûts évités de long terme  
6 pareil parce que c'est un programme que vous avez  
7 de besoin jusqu'en vingt-vingt-six (2026) de toute  
8 façon. J'ai bien compris?

9 M. HANI ZAYAT :

10 R. Oui, oui.

11 Q. **[130]** Merci. Ça m'amène à la question 1.3 de la DDR  
12 1 de la Régie et TCE. HQD-2, Document 1 pour les  
13 bilingues, B-0015 ou B-007, je ne m'en souviens  
14 plus. Je m'excuse, c'est parce que j'ai plusieurs  
15 questions, alors je voulais juste être sûre.

16 Puis la discussion sur TCE elle est plus  
17 philosophique, on n'est pas dans un plan d'appro  
18 mais je veux juste voir comment GDP Affaires  
19 s'insère dans votre panier d'outils  
20 d'approvisionnement. Puis ça s'insère aussi avec  
21 votre notion que c'est un programme d'efficacité  
22 énergétique.

23 Alors, je veux reparler d'utilisation des  
24 génératrices du programme. Alors, vous nous avez  
25 confirmé que les génératrices étaient efficaces aux

1           environs de trente-cinq pour cent (35 %). Est-ce  
2           que c'est correct? L'efficacité d'une génératrice,  
3           habituellement, c'est à peu près ça trente-cinq  
4           pour cent (35 %).

5           M. RÉMI DUBOIS :

6           R. Si c'est ce qu'on a dit, je peux vous le dire. Non,  
7           non, mais j'ai pas de référence en tête du tout  
8           mais, évidemment, c'est nos ingénieurs...

9           Q. **[131]** C'était dans une DDR, mais je pense que c'est  
10          entre trente-cinq (35) et cinquante (50).

11          R. Nos ingénieurs ont dû se prononcer là-dessus donc  
12          oui, c'est sûrement bon.

13          Q. **[132]** Et puis, tout étant égal par ailleurs, en ce  
14          moment la tendance est que cinquante pour cent  
15          (50 %) de la puissance du programme se fait à  
16          l'aide d'équipements au mazout ou au diesel, ce qui  
17          veut dire que dès vingt-vingt-quatre (2024), il y  
18          aura à peu près deux cent cinquante mégawatts  
19          (250 MW) qui seraient produits avec du mazout ou du  
20          diesel parce que vous êtes à peu près à cinq cents  
21          mégawatts (500 MW) du programme, cinquante pour  
22          cent (50 %), mon deux cent cinquante (250) est là.  
23          Donc, il y aurait un deux cent cinquante mégawatts  
24          (250 MW) produit avec du mazout ou du diesel, si la  
25          tendance se maintient, bien sûr.



1 R. C'est ce que j'allais dire. En présumant que ce  
2 qu'on a observé au pilote à hauteur de cinquante  
3 pour cent (50 %) se répéterait.

4 Q. **[133]** Oui. On pourrait même dire que c'est deux  
5 cents (200) au lieu de deux cent cinquante (250),  
6 mais l'image est là, il y a une proportion  
7 significative de votre programme qui se fait avec  
8 l'aide de mazout et de diesel. Est-ce que vous  
9 seriez d'accord avec moi pour dire que le mazout et  
10 le diesel est moins générateur ou est plus  
11 générateur de GES que le gaz naturel, sur une base  
12 scientifique.

13 R. On est d'accord là-dessus.

14 Q. **[134]** Est-ce que cette tranche-là de deux cents  
15 (200) ou deux cent cinquante mégawatts (250 MW) qui  
16 se fait avec l'aide de mazout ou de diesel ne peut  
17 pas être remplacée par TCE qui est au gaz naturel.  
18 Et là, il y a le contrat de base et la discussion  
19 philosophique, j'aime le sourire, formidable, on va  
20 avoir une belle discussion, alors il y a l'option A  
21 qui est le contrat de base et l'option B qui est un  
22 appel d'offres.

23 Est-ce que ce serait possible pour le  
24 Distributeur soit de rouvrir le contrat de TCE en  
25 base et, si oui, ça prend combien de temps ou,

1 sinon, de lancer un appel d'offres pour remplacer  
2 l'utilisation des génératrices par le contrat de  
3 TCE.

4 (12 h 07)

5 M. HANI ZAYAT :

6 R. Oui, je commence. Oui, c'est sûr que l'utilisation  
7 de TCE répond aussi à une demande en puissance,  
8 donc on va s'entendre là-dessus. Le contrat actuel  
9 ne nous permet pas d'utiliser de TCE en mode  
10 appelable, en mode... Donc, c'est un contrat de  
11 base, il faudrait l'utiliser huit mille sept  
12 soixante (8760) heures par année. Ils n'ont pas les  
13 moyens de faire des... ils n'ont pas les moyens  
14 techniques, on n'a pas les moyens légaux pour faire  
15 de la... redémarrage quand on souhaite, ce n'est  
16 pas ça la nature du contrat qu'on a avec TCE. Donc,  
17 pour l'utiliser en contrat de base, il faudrait...  
18 vous vous souviendrez qu'on a laissé aller nos  
19 droits sur le réseau de TCPL, donc nos droits sur  
20 le transport de gaz pour approvisionner le contrat  
21 de TCE, donc on les a vendus ces droits-là. Et le  
22 contrat ou l'entente qu'on a avec TCE, c'est que  
23 oui, notre contrat avec eux pourrait être remis en  
24 marche avec un préavis de trois ans conditionnel à  
25 l'approvisionnement gazier, donc pas tant en

1 molécules, mais en termes de transport. Et là, il  
2 faudrait juste réactualiser notre capacité d'aller  
3 sécuriser du transport gazier, j'entends, jusqu'à  
4 la centrale.

5 Q. **[135]** Est-ce que vous avez vérifié récemment cette  
6 capacité-là de transport? Parce que c'est quand  
7 même... puis là, rappelez-moi si mon affirmation  
8 est incorrecte, dites-le-moi, mais ça demeure un  
9 cinq cent quarante mégawatts (540 MW) avec les  
10 heures d'énergie qui viennent avec, mais ça vous  
11 donnerait un cinq cent quarante mégawatts (540 MW)  
12 en franchise.

13 R. Ça nous donne cinq cents (500) méga... oui, mais  
14 c'est, je veux dire, il y avait un goulot  
15 d'étranglement... je veux dire, le... Pour répondre à  
16 la première question, non, on n'a pas vérifié  
17 récemment la disponibilité du réseau de transport  
18 gazier pour voir si c'était le cas ou pas. Il y  
19 avait un goulot d'étranglement sur le réseau gazier  
20 en transport et c'est pour ça qu'il y avait de la  
21 valeur à ce réseau-là, qui méritait qu'on laisse  
22 aller notre droit là-dessus.

23 Par ailleurs, utiliser la centrale de TCE  
24 uniquement pour des besoins de puissance, donc  
25 accepter de prendre livraison de huit mille sept

1 cent soixante (8760) heures d'énergie uniquement  
2 pour répondre à des besoins spécifiques ferait  
3 augmenter nos surplus essentiellement de quatre  
4 térawattheures (4 TWh).

5 Q. **[136]** Mais est-ce que...

6 R. Par année.

7 Q. **[137]** Est-ce que ça ferait... Enfin, ma  
8 compréhension, corrigez-moi si je me trompe, c'est  
9 que ça... évidemment, vous prendriez cette énergie-  
10 là plutôt que du patrimonial, vous laisseriez de  
11 côté du patrimonial. Mais avez-vous calculé  
12 récemment, avec la façon dont le contrat  
13 fonctionne, si ça faisait un différentiel de prix  
14 si important que d'avoir les cinq cent quarante  
15 mégawatts (540 MW) au sud, pouvait vous amener?

16 R. Non, l'exercice n'a pas été... n'a pas été refait  
17 pour dire si ça vaut la peine ou pas.

18 Q. **[138]** Puis dans votre réponse à la question 1.3,  
19 vous nous faites part du trois heures pour les  
20 autorisations réglementaires et environnementales,  
21 ainsi que pour la construction des équipements de  
22 stockage et de vaporisation nécessaires, mais si  
23 vous avez de la capacité sur le réseau, les  
24 installations de vaporisation et stockage ne sont  
25 pas essentielles, en deux mille six (2006) il n'y

1 en avait pas et le projet pouvait fonctionner? Est-  
2 ce que c'est exact?

3 R. Vous êtes dans la bonne réponse.

4 Q. **[139]** Ah, excusez, la réponse 1.3, DDR 1, et je  
5 suis dans l'avant-dernier paragraphe, les quatre  
6 dernières lignes. Vous nous dites que :

7 Il avait été convenu avec TCE et Gaz  
8 Métro...

9 Maintenant Énergir.

10 ... faisait état d'un délai de plus de  
11 trois ans pour l'obtention des  
12 autorisations réglementaires et  
13 environnementales, ainsi que pour la  
14 construction des équipements de  
15 stockage et de vaporisation  
16 nécessaires à l'approvisionnement en  
17 GNL de la centrale de Bécancour.

18 R. Ça, c'est dans l'autre scénario, donc premier  
19 scénario c'est entente...

20 Q. **[140]** De base?

21 R. Entente de base, donc le contrat actuel avec TCE.  
22 Là, on peut le réactiver, c'est en vertu de nos  
23 ententes avec eux, on peut leur dire : « Avec un  
24 préavis de trois ans, on souhaiterait utiliser la  
25 centrale jusqu'à l'expiration du contrat deux mille

1 vingt-six (2026). » Notre obligation c'est d'aller  
2 sécuriser un contrat de transport pour être sûr de  
3 pouvoir alimenter la centrale en gaz naturel. Donc  
4 ça, c'est juste réseau de transport gazier,  
5 réouverture du dossier avec TCE pour  
6 approvisionnement en base. Ce que ça fait, c'est  
7 que oui, au bilan en puissance du Distributeur, on  
8 peut rajouter cinq cent quarante mégawatts  
9 (540 MW). Et en énergie, on va rajouter quatre  
10 térawattheures (4 TWh), de mémoire, c'est quatre  
11 térawattheures (4 TWh) d'énergie qui vont se  
12 traduire par de l'électricité patrimoniale  
13 inutilisée.

14 (12 h 12)

15 Q. **[141]** Mais on ne sait pas si le coût, parce que  
16 vous n'avez pas refait le calcul récemment si...

17 R. On n'a pas refait le calcul. Je m'attendrais à un  
18 delta de l'ordre de façon très simple, mettons le  
19 gaz est à... vous donnerait quelque chose qui est  
20 autour de quarante dollars du mégawattheure  
21 (40 \$/MWh). Le patrimonial est à trente dollars du  
22 mégawattheure (30 \$/Mwh). Et il y a un delta de dix  
23 dollars du mégawattheure (10 \$/Mwh). Je fais ça  
24 très simple, mais c'est quelque chose de ce genre-  
25 là.

1 Q. **[142]** O.K.

2 R. Maintenant, l'autre option, c'est une utilisation  
3 de TCE en pointe qui est le dossier qu'on avait  
4 soumis avec plusieurs rebondissements en deux  
5 mille... J'imagine que c'est 3925. Donc en deux  
6 mille quinze (2015). Là, bien, on revient à la case  
7 départ de deux mille quinze (2015). Donc, ça  
8 prendrait premièrement à s'entendre avec TCE pour  
9 mettre en place une entente qui permette la  
10 conversion de la centrale. Ça prendrait  
11 effectivement des capacités ou des modalités de  
12 stockage gazier, d'approvisionnement en  
13 combustible, je vais le dire comme ça, pour que la  
14 centrale puisse... ait le combustible nécessaire  
15 pour qu'elle fonctionne lorsqu'on le demande. Donc,  
16 d'où installation de réservoir de GNL, de  
17 vaporisation, avec les autorisations  
18 environnementales réglementaires qui s'en suivent.  
19 Et puis... Et puis c'est tout.

20 Q. **[143]** Il faudrait un appel d'offres aussi?

21 R. Il faudrait un appel d'offres, bien oui. Vous êtes  
22 bien placée pour me le rappeler. J'avais presque  
23 oublié.

24 Q. **[144]** Merci pour votre réponse. Dans cette même  
25 réponse, deuxième paragraphe, vous nous dites à la

1 fin « générer annuellement l'équivalent de un point  
2 cinq million de tonnes de CO2 de GES ». Avez-vous  
3 calculé combien de tonnes de CO2 d'une génératrice  
4 au mazout et au diesel doivent générer pour  
5 produire deux cent cinquante mégawatts (250 MW) de  
6 puissance? C'était juste à des fins de comparaison.

7 R. Moi, je n'ai pas fait ça.

8 M. RÉMI DUBOIS :

9 R. Nous non plus.

10 Q. **[145]** Merci. Je vais passer à une autre ligne de  
11 questions. Excusez-moi! Avez-vous calculé les coûts  
12 d'avoir un cinq cent quarante mégawatts (540 MW) de  
13 puissance en franchise au sud? Parce qu'on me dit  
14 toujours que de l'avoir proche de son centre de  
15 consommation, c'est mieux que de l'avoir au nord où  
16 les lignes peuvent être congestionnées. Alors  
17 d'avoir un cinq cent quarante mégawatts (540 MW) de  
18 puissance en franchise au sud par rapport aux coûts  
19 évités d'un prochain appel d'offres. Avez-vous fait  
20 la comparaison cinq cent quarante mégawatts  
21 (540 MW) à cent seize (116 \$) ou cent dix dollars  
22 (110 \$) an pour dire, bien, finalement, ça vaudrait  
23 peut-être la peine de relancer... Avez-vous fait  
24 cette comparaison-là ou cet exercice de  
25 rentabilité-là?



1 M. HANI ZAYAT :

2 R. Vous faites référence à TCE?

3 Q. **[146]** Oui. Oui, oui. Le cinq cent quarante (540 MW)  
4 de TCE, mégawatts de TCE.

5 R. Oui, on l'avait fait, bien, dans le cadre du  
6 dossier de TCE.

7 Q. **[147]** O.K.

8 R. Donc, l'entente qu'on avait, l'entente qu'on avait  
9 avec TCE et Gaz Métro, puisque ça prenait les deux  
10 parties pour avoir un... pour pouvoir utiliser TCE  
11 en puissance, nous a mené à cinquante pour cent  
12 (50 %) du résultat de l'appel d'offres, d'un coût  
13 équivalent à cinquante pour cent (50 %) du résultat  
14 de l'appel d'offres.

15 Q. **[148]** Merci. Si vous voulez rajouter...

16 R. C'est sûr que cette option-là est de moins en  
17 moins, de moins en moins viable. Je voulais juste  
18 simplement rajouter que quand on l'a fait, il  
19 restait dix ans utiles, je vais dire ça comme ça,  
20 au contrat actuel de TCE et on prolongeait d'un  
21 dix ans. C'est sûr qu'il y a pratiquement un trois  
22 ans qui se sont écoulés. Le contrat actuel de TCE  
23 vient toujours à échéance en deux mille vingt-six  
24 (2026). Une solution du même type, si c'est à  
25 travers un appel d'offres, l'économique serait à

1 revoir. Je ne peux pas présumer de quoi on  
2 aurait... qu'est-ce qu'on aurait comme résultat.  
3 (12 h 17))

4 Q. **[149]** D'accord. Je vous remercie beaucoup. Et je  
5 vous amène beaucoup plus loin. En tout cas, selon  
6 mes notes. Ah! Je passe à une autre ligne de  
7 questions. Je suis à la question... ou à la  
8 réponse, en fait, à la question 4.1 de la même DDR.  
9 Mais je voulais vous demander, le dernier appel  
10 d'offres était de cinq cents mégawatts (500 MW),  
11 c'est exact?

12 R. Oui.

13 Q. **[150]** Vous les aviez divisés, de mémoire, de deux  
14 cents (200) à deux cents (200) à cent (100), est-ce  
15 que c'est correct?

16 R. C'est les contrats qui sont comme ça. Bien, en  
17 fait, on a trois contrats, de deux cents (200),  
18 deux cents (200) et cent mégawatts (100 MW). Je ne  
19 pense pas que l'appel d'offres... il faudrait juste  
20 revenir là-dessus. Je ne pense pas que l'appel  
21 d'offres était spécifique pour deux cents (200),  
22 deux cents (200) et cent mégawatts (100 MW).  
23 L'appel d'offres visait cinq cents mégawatts  
24 (500 MW) et on a pris la combinaison qui nous  
25 permettait d'avoir le meilleur prix. Et ça s'est

1           avéré être la combinaison avec trois contrats, soit  
2           deux cents (200), deux cents (200) et cent  
3           mégawatts (100 MW).

4       Q. **[151]** Est-ce que vous diriez que le fait de gérer  
5           deux cents (200), deux cents (200) et cent (100)  
6           vous donne plus de flexibilité opérationnelle que  
7           d'avoir un bloc de cinq cents (500)?

8       R. Un petit peu plus, mais ce n'est pas... je veux  
9           dire, quand on a... quand on a des questions de  
10          fiabilité de... qu'on appelle « la puissance »,  
11          c'est sûr que des plus petits blocs permettent de  
12          moduler. Mais c'est rare qu'on... je veux dire, on  
13          aurait bien pu vivre avec un bloc de cinq cents  
14          mégawatts (500 MW) aussi.

15                On n'a qu'à voir l'électricité  
16           interruptible, qui est aussi divisée en plusieurs  
17           blocs, en général, quand c'est une vague de froid  
18           et qu'on a besoin de déployer ces moyens-là, on est  
19           dans l'ordre des... plusieurs centaines de  
20           mégawatts et pas nécessairement là en train de  
21           faire de la dentelle, en disant : « Je veux un bloc  
22           de cinquante (50) puis un bloc de... »

23                Mais, théoriquement, vous avez raison.  
24           Trois blocs de... je veux dire, une multitude de  
25           blocs offre plus de flexibilité mais ce n'est pas

1 quelque chose qui est... à ces ordres de grandeurs  
2 là, ce n'est pas déterminant.

3 Q. **[152]** C'est parce que je me demandais parce que je  
4 pouvais comprendre que vous gériez le programme GDP  
5 Affaires dans un bloc quand c'était des plus  
6 petits... bien, des plus petits volumes de  
7 puissance, là, quand on parlait de vingt-cinq  
8 mégawatts (25 MW) ou cent soixante-dix (170). Mais,  
9 à terme, vous pensez, cinq cents mégawatts  
10 (500 MW), cinq cents... je pense que le plus en  
11 vingt vingt-six (2026) c'est cinq cent quarante  
12 (540). Puis vous nous dites encore : « Je vais le  
13 gérer d'un bloc, ça ne me tente pas du tout de...  
14 opérationnellement, je trouve ça compliqué  
15 d'appeler... de faire des tranches - je ne sais  
16 pas, moi - de clients qui font en sorte que j'ai  
17 mes deux cents (200) premiers mégawatts, ensuite  
18 une autre tranche de deux cents (200) puis une  
19 tranche de cent (100), que je pourrais appeler. »

20 Alors, je me demandais si... pourquoi vous  
21 vous refusiez cette flexibilité opérationnelle là,  
22 qui vient avec le bloc?

23 R. En fait, non, pour moi, ce n'est pas une question  
24 de complication, c'est plus une question de  
25 besoins. C'est que, pour les besoins

1 d'approvisionnement, c'est rare qu'on ait besoin  
2 de... pour ces blocs-là, on va souvent prendre  
3 l'ensemble du bloc et on va finir par moduler par  
4 les autres approvisionnements.

5 Parce que, souvent, ce n'est pas des choses  
6 qui viennent seules, donc on va aller faire des  
7 achats, on va faire des appels d'offres de court  
8 terme. On est souvent en mode beaucoup plus large  
9 que juste pour ces blocs-là. Et, en bout de ligne,  
10 on va faire le « fine tuning » sur les autres  
11 moyens. Mais c'est rare qu'on doit dans des blocs  
12 de... que le calibrage se fasse aux cent mégawatts  
13 (100 MW) près. On est... il y a quand même quarante  
14 mille mégawatts (40 000 MW) qui sont  
15 approvisionnés. Et l'aléa est suffisamment  
16 important, je...

17 Q. **[153]** Non, c'est parce que vous parliez que vos  
18 achats de court terme se font par bloc de vingt-  
19 cinq (25). Alors, je me disais, bien, entre cinq  
20 cents (500) puis vingt-cinq (25), il doit y avoir  
21 un jeu, là.

22 R. En fait, c'est nos appels d'offres de court terme,  
23 on demande des blocs minimums de vingt-cinq (25).  
24 Mais ça ne veut pas dire qu'on les gère après ça  
25 par blocs de vingt-cinq (25). Quand on a deux cents

1 (200), bien, on va appeler les deux cents (200).

2 Mais on demande... on demande aux  
3 soumissionnaires d'avoir un minimum, un bloc de  
4 vingt-cinq (25) et non pas des... pas des plus  
5 petits blocs. Mais les appels ne se font pas  
6 nécessairement vingt-cinq mégawatts (25 MW) par  
7 vingt-cinq mégawatts (25 MW).

8 Je voulais compléter en disant, une erreur  
9 de prévision d'un degré Celsius en hiver, c'est à  
10 peu près quatre cents mégawatts (400 MW). Donc,  
11 s'il fait plus chaud ou plus froid d'un degré par  
12 rapport à ce qu'on avait anticipé, bien, c'est à  
13 peu près quatre cents mégawatts (400 MW). Ça vous  
14 donne une idée de l'ordre de grandeur.

15 (12 h 22)

16 Q. **[154]** Excellent. Je vous remercie beaucoup, c'est  
17 très intéressant. Je vous amène à la question 5 et  
18 je vous demanderais de la prendre parce que dans...  
19 je ne sais pas si vous l'avez, c'est à la page 22  
20 de 49 dans le préambule i), le troisième  
21 paragraphe, ou en fait, le paragraphe sous la  
22 citation. À la fin, ce qui est souligné c'est :

23 Ce programme consiste également en  
24 l'instauration de mesures de nature à  
25 inciter les participants à une gestion

1                                   optimale de leur consommation durant  
2                                   certaines heures.

3           Est-ce que vous croyez qu'utiliser une génératrice  
4           plutôt que de l'électricité est une utilisation  
5           optimale de la consommation des clients, ou en  
6           fait, par les clients?

7           M. RÉMI DUBOIS :

8           R. Bien pour les fins de... je vous le disais tout à  
9           l'heure, pour les fins de facturation en fonction  
10          des critères de puissance et d'énergie qu'ils ont à  
11          payer en vertu des factures. Des tarifs, il n'est  
12          pas rare que les clients les utilisent, évidemment,  
13          pour... pour faire cette optimisation-là.

14          Q. **[155]** Mais en termes de chauffage, mettre du mazout  
15          dans une génératrice pour avoir de la lumière, ce  
16          n'est pas nécessairement de l'optimisation de  
17          l'utilisation des ressources?

18          R. Non à ce point-là, je suis d'accord avec vous.

19          M. HANI ZAYAT :

20          R. Si je peux me permettre, on est... on pense que  
21          l'électricité est le meilleur produit, je veux  
22          dire, je pense qu'on... on ne reviendra pas là-  
23          dessus. Dans certains cas, pour des usages  
24          momentanés, ça peut être intéressant d'utiliser une  
25          génératrice, c'est peut-être la nuance que

1 j'apporterais. Si une génératrice, qui est un moyen  
2 relativement facile, peu coûteux, puis qui peut  
3 être utilisé juste quelques heures par année peut  
4 éviter un investissement majeur, bien ça peut être  
5 une utilisation optimale. C'est...

6 Q. **[156]** Pour le Distributeur, mais pas pour le  
7 client?

8 Mme ANITA TRAVIESO :

9 R. Je rajouterais...

10 M. HANI ZAYAT :

11 R. C'est l'appui financier qui le rend optimal pour le  
12 client ou intéressant pour le client. C'est pour ça  
13 que ça prend ce petit... ce petit coup de pouce.

14 Mme ANITA TRAVIESO :

15 R. Je rajouterais à ça, c'est clair qu'il y a... ils  
16 ont certaines heures d'utilisation qu'ils doivent  
17 faire de toute façon sur les génératrices. Alors,  
18 il y en a qui peuvent prévoir ou attendre notre  
19 demande de GDP pour le faire. Donc parfois, ça  
20 pourrait être une façon efficace de gérer leur  
21 génératrice.

22 Q. **[157]** Merci. Mais ça m'amène à la question 5.2.

23 Quand on dit :

24 Le Distributeur rappelle que

25 l'efficacité énergétique comporte



1                                   trois volets.

2           Il y a l'utilisation de l'énergie et utiliser  
3           l'électricité lorsqu'elle est mieux adaptée à  
4           l'usage. Pour reprendre les mots d'un ancien  
5           président, et de Gaz Métro, et d'Hydro-Québec,  
6           c'est la bonne énergie à la bonne place.

7           M. HANI ZAYAT :

8           R. C'est l'exemple du steak haché et du filet mignon.

9           Q. **[158]** Exactement. Ça serait l'exemple du steak  
10          haché et du filet mignon, alors pourquoi prendre du  
11          filet mignon pour faire du steak haché.

12                           Alors, il y a la deuxième catégorie qui est  
13          l'économie d'énergie et la troisième, qui est la  
14          gestion de la consommation dans laquelle vous  
15          rentrez votre catégorie, qui est d'utiliser  
16          l'électricité au meilleur moment.

17                           Je reviens avec ma génératrice, quand la  
18          gestion de la consommation vient au détriment de la  
19          meilleure énergie à la... la bonne énergie à la  
20          bonne place, est-ce qu'il y a un ordre de préséance  
21          qu'on devrait donner dans les catégories? Parce que  
22          là, vous nous dites : « J'utilise ma génératrice »,  
23          c'est la gestion de la consommation, mais ça fait  
24          en sorte que vous ne respectez plus la bonne  
25          énergie à la bonne place quand vous utilisez du

1 mazout pour faire de l'électricité, pour faire de  
2 la lumière.

3 R. Je vais y aller avec un exemple juste pour  
4 illustrer, ce n'est pas... ce n'est pas mon  
5 meilleur, mais quand même. On s'entend pour dire  
6 que l'hydroélectricité est le meilleur produit, on  
7 pense que c'est environnemental, c'est une  
8 ressource qu'on a, c'est ce qu'on peut avoir de  
9 mieux. Ça nécessite toutefois des investissements  
10 qui peuvent être importants, la construction de  
11 barrages, des lignes de transport, et caetera, je  
12 veux dire, on connaît nos... Puis j'y vais vraiment  
13 de façon libre. Si une génératrice, l'utilisation  
14 d'une génératrice pendant une heure, avec ce que ça  
15 occasionne comme impact pour l'utilisation du  
16 mazout ou du diesel peut éviter un programme  
17 d'investissement beaucoup plus important et  
18 beaucoup plus... à la limite plus invasif, bien  
19 peut-être que c'est la bonne énergie à la bonne  
20 place.

21 (12 h 27)

22 Q. **[159]** Je comprends votre point de vue et je tombe  
23 maintenant à la question 6.1 où on vous demandait  
24 les caractéristiques d'un tarif de gestion de la  
25 consommation. Pardonnez-moi de vous le dire, mais

1 je croyais que la réponse était un petit peu  
2 circulaire, alors c'est un tarif parce que c'est un  
3 tarif, ça devient un petit peu difficile à  
4 comprendre. Vous me dites c'est quoi les  
5 caractéristiques d'un tarif et vous me citez la  
6 Régie et vous me dites : « Il doit donc tout  
7 d'abord s'agir d'un tarif. ». Bien, c'est un petit  
8 peu circulaire comme raisonnement.

9 Pourriez-vous quand même me donner, selon  
10 vous, c'est quoi les caractéristiques d'un tarif,  
11 un tarif de gestion de la consommation, je  
12 m'excuse, je vais être un peu plus précise. Puis je  
13 vais vous offrir tout de suite l'article 52.1 que  
14 vous nous donnez, c'est vous nous dites, écoutez :

15 C'est un tarif de gestion de la  
16 consommation quand a) le tarif est  
17 basé sur le marché; b) il est  
18 interruptible; ou c) c'est a plus b.

19 Alors, est-ce qu'on doit comprendre de ça que dès  
20 que c'est interruptible, ça peut être un tarif ou  
21 ça doit être un tarif comme le BT, comme le DT et  
22 comme l'option de l'électricité interruptible? Je  
23 comprends que vous n'aimez pas les avantages et  
24 inconvénients d'un tarif, mais je cherche les  
25 caractéristiques ici puis on voit interruptibilité,

1           ça m'interpelle beaucoup.

2       R. Bien, je vais y aller de façon large et je sais pas  
3           si c'est ce que vous cherchez. Pour moi, un tarif  
4           de gestion de la consommation... Est-ce que la  
5           question c'est qu'est-ce qui fait que c'est un  
6           tarif versus autre chose ou qu'est-ce qui  
7           caractérise un tarif de gestion de la consommation?

8                        Il faut qu'il y ait un incitatif ou un  
9           signal de prix pour utiliser un langage, un signal  
10          de prix pour inciter les gens à consommer de façon  
11          différente entre deux périodes. Donc, refléter le  
12          fait qu'on souhaite que l'énergie, pour nous, elle  
13          vaut moins cher la nuit l'été et les inciter à  
14          s'effacer aux heures de pointe l'hiver. Mais je  
15          suis pas sûr que j'ai fait avancer la science en  
16          disant ça.

17       Q. **[160]** C'est juste parce que là, ce que vous me  
18           dites c'est que d'offrir l'aide financière de  
19           soixante-dix dollars (70 \$) est un type de tarif.  
20           C'est parce que je comprends, puis on a fait  
21           l'exercice à l'interne ici, et il y a beaucoup de  
22           facteurs communs entre un programme d'efficacité  
23           énergétique, un appro, un tarif de gestion de la  
24           consommation. Il y a énormément de facteurs communs  
25           entre tous ces programmes-là et on cherche celui

1 qui permet de distinguer qu'est-ce qui fait que lui  
2 c'est un tarif et qu'est-ce que lui fait que c'est  
3 un programme d'efficacité énergétique parce qu'ils  
4 ont tous une base de quatre, cinq critères qui sont  
5 communs. On s'entend, il n'y a pas rien qui...

6 Même la Loi est un petit peu ambiguë quand  
7 elle nous dit « Bon, bien, écoutez, un programme  
8 d'efficacité énergétique ça peut être un appro. »  
9 Je comprends que c'est une question juridique, mais  
10 je veux juste savoir les caractéristiques selon  
11 l'équipe qui fait qu'eux, quand ils les regardent,  
12 ils disent oui, c'est clairement un tarif ou oui,  
13 c'est clairement un programme d'efficacité  
14 énergétique. Qu'est-ce qui fait que ça tombe d'un  
15 côté ou de l'autre de la clôture.

16 Me ÉRIC FRASER :

17 Oui. On va aborder la question. Les témoins ont  
18 sûrement des réflexions très intéressantes à faire  
19 sur la chose. Évidemment, je mets la réserve  
20 suivante sur le fait que mes témoins ne font pas  
21 d'interprétation juridique et je ne me mettrai pas  
22 à plaider tout de suite, mais évidemment,  
23 simplement pour poursuivre votre réflexion, il y a  
24 un élément ici qui est fondamental.

25 En fait, il y a deux éléments qui sont

1           fondamentaux, selon moi. C'est que la Loi sur la  
2           Régie de l'énergie accorde un cadre juridique  
3           particulier aux approvisionnements très, très  
4           particulier, et on peut pas définir ce que le  
5           Distributeur présente comme un approvisionnement et  
6           on ira plus loin.

7                        Et l'autre chose, c'est quoi la différence  
8           entre un programme et un tarif, c'est la relation  
9           avec le client. Et on abordera plus, mais ce qui  
10          est un élément, puis la Loi ne couvre pas tout,  
11          puis il y a les opérations et il y a les effets  
12          juridiques des qualifications qu'on donne. Mais il  
13          y a un élément qui est très, très important ici,  
14          c'est la relation avec le client.

15                      Donc, je crois que dans certains éléments,  
16          le véhicule juridique qui sera utilisé pourra être  
17          un tarif parce qu'il y a une relation directe avec  
18          le client et qu'il y a une relation directe via sa  
19          consommation, sa facturation, et caetera. Et on  
20          peut, par ailleurs, choisir un autre véhicule qui  
21          sera le programme où, à ce moment-là, ce sera des  
22          charges, ce sera sous 49 comme l'efficacité  
23          énergétique puis, à ce moment-là, on aura une  
24          relation différente avec notre client, de la même  
25          manière que dans le programme ici, on a une

1 relation différente avec notre client, c'est pas  
2 une relation dans le cadre d'un tarif, c'est une  
3 relation dans le cadre d'un programme. Et  
4 d'ailleurs, on s'adresse à des gens qui ne sont pas  
5 nos clients lorsqu'on s'adresse aux agrégateurs.  
6 Alors, j'espère que ça a pu vous éclairer un peu.

7 (12 h 32)

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Oui, oui. C'est juste que ça devient confondant  
10 parce que vous dites que c'est un programme  
11 d'efficacité énergétique. Vous n'arrêtez pas de  
12 dire que c'est un programme commercial. Par  
13 ailleurs, c'est traité dans les années passées  
14 comme un appro, vous l'avez même mis dans le compte  
15 de « pass on ». À un moment donné, on ne s'y  
16 retrouve plus. Alors, on cherche ce qui permet de  
17 distinguer les uns des autres. Et je suis d'accord  
18 avec vous, la jurisprudence passée...

19 Me ÉRIC FRASER :

20 Hum, hum.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 ... n'est pas très éclairante sur la question.

23 Me ÉRIC FRASER :

24 Non. Et je suis d'accord avec votre réflexion.

25 Mais, selon moi, ce qui est important, c'est

1 d'arriver avec le résultat qui bénéficie à  
2 l'intérêt public au sens de la définition de la loi  
3 et qui bénéficie à l'ensemble des consommateurs,  
4 donc... Et je vais m'arrêter ici.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Alors, je vais être très intéressée de vous lire  
7 dans votre plaidoirie parce que si on doit définir  
8 qu'est-ce qu'un programme d'efficacité énergétique  
9 et qu'est-ce qu'un programme commercial et qu'est-  
10 ce que... bien évidemment, on va prendre en  
11 considération vos propos. Alors, on pourra le faire  
12 à ce moment-là.

13 Peut-être quelques... je sais, il est tard.  
14 Peut-être entre le dîner de quelqu'un puis ses  
15 questions, ça ne sera plus très long.

16 Q. [161] Je vais vous amener à la question 7.2,  
17 deuxième paragraphe, vous nous dites : « Ah! Bien,  
18 écoutez, dans le premier paragraphe, vous nous  
19 dites qu'il y a une flexibilité comparable entre le  
20 programme et l'option » en électricité  
21 interruptible.

22 Et dans le deuxième paragraphe, vous dites  
23 qu'une plus grande flexibilité constitue une  
24 contrainte additionnelle pour le client. L'aspect  
25 le plus contraignant des OEI peut d'ailleurs



1 expliquer en partie le peu d'intérêt que celles ont  
2 suscité auprès de la cliente visée par le  
3 programme. Quel aspect plus contraignant? Parce que  
4 vous me dites que c'est comparable. Si vous aviez  
5 la gentillesse de préciser. Est-ce que vous parlez  
6 du délai de préavis ou de la longueur des périodes  
7 d'interruption?

8 M. RÉMI DUBOIS :

9 R. Non. On référerait au Tarif M interruptible, donc  
10 l'équivalent de l'électricité interruptible chez la  
11 clientèle « grande puissance ». Donc, les clients  
12 de la catégorie M, si on veut, avaient la  
13 possibilité d'aller sur le tarif M interruptible  
14 qui était une copie-colle, à toutes fins pratiques,  
15 de la grande industrie puis on a vu qu'il y avait  
16 très très peu d'adhérents.

17 Q. **[162]** Puis ça, c'est... mais c'est parce que c'est  
18 juste parce que vous me disiez que c'était pareil.  
19 Ça fait que là c'est similaire. Puis là vous me  
20 dites qu'il y avait une option qui était plus  
21 contraignante. Ça fait que je me demandais c'était  
22 quoi exactement qui était plus contraignant.

23 R. Dans le cas de l'OEI pour la clientèle d'affaires  
24 OM, bien évidemment, la notion de pénalité et la  
25 notion d'engagement et autres étaient plus

1           contraignantes pour eux, parce que visiblement, ils  
2           ne se sont pas inscrits à l'option.

3       Q. **[163]** Merci. J'ai une dernière question. Et je vous  
4           amène à la DDR-3, page 32, à la question 7.1 puis  
5           ça commence à... Vous allez voir, elle est toute  
6           petite ma question. La question 7.1, vous dites :

7                                Selon les passages soulignés en  
8                                référence (iv), veuillez confirmer que  
9                                l'objectif du Programme n'est pas une  
10                              diminution des ressources énergétiques  
11                              du Participant.

12       Et vous commencez en disant :

13                              Le Distributeur est en désaccord avec  
14                              une telle interprétation.

15       Mais vous suivez au deuxième paragraphe en disant :

16                              En conséquence, s'il est exact qu'en  
17                              présence de substitution d'énergie, il  
18                              est probable que la consommation ne  
19                              soit pas réduite lorsqu'on considère  
20                              toutes les sources d'énergie, il n'en  
21                              demeure pas moins qu'il s'agit là  
22                              d'une optimisation de l'utilisation de  
23                              ces sources d'énergie.

24       On peut-tu s'entendre que c'est donc pas une  
25       diminution des ressources ou bien si vous n'êtes

1 pas d'accord avec la prémisse? C'est peut-être pas  
2 une optimisation, mais une optimisation, c'est pas  
3 nécessairement une réduction?

4 (12 h 32)

5 Mme ANITA TRAVIESO :

6 R. Bon. Je vais m'essayer à mon tour. En fait, ce  
7 qu'on mentionne ici, en le lisant rapidement,  
8 c'était il y a effectivement une diminution dans  
9 l'utilisation des ressources énergétiques du  
10 Distributeur. Alors, je ne sais pas. La question,  
11 c'était pas rapport au...

12 Q. **[164]** Bien, c'était... la question, c'était :

13 [...] veuillez confirmer que  
14 l'objectif du Programme n'est pas une  
15 diminution des ressources énergétiques  
16 du Participant.

17 Je m'attendais à un « oui, je le confirme » puis  
18 vous commencez en me disant :

19 On n'est pas d'accord, mais  
20 effectivement c'est pas nécessairement  
21 une diminution des ressources  
22 énergétiques du Participant.

23 Alors, je voulais juste voir si est-ce que c'est un  
24 « oui, je le confirme, ce n'est pas l'objectif du  
25 programme? »

1 R. Bien, en fait, on dit que c'est une... découle  
2 forcément d'une baisse de la demande en électricité  
3 des clients. Donc, effectivement il y a une  
4 réduction des ressources électriques.

5 Q. **[165]** Mais pas énergétiques?

6 R. Mais pas énergétiques... bien « énergétiques »,  
7 l'électricité c'est une énergie.

8 Q. **[166]** Oui, mais quand ils mettent du mazout à la  
9 place de l'électricité, c'est pas une diminution  
10 des ressources totales en énergie du participant.

11 R. Lorsqu'il y a une génératrice.

12 Q. **[167]** On s'entend. Je vous remercie. Ça complète  
13 mes questions. Je vous remercie beaucoup.

14 DISCUSSION

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Il est... il est tard, il est une heure moins vingt  
17 (12 h 40). Je suis sûre que tout le monde a faim.

18 Écoutez, il est beaucoup plus tard qu'on  
19 avait prévu à l'horaire. On va recommencer quand  
20 même à quatorze heures (14 h) parce qu'on va  
21 prendre une pause lunch d'une heure quinze. Ça va  
22 nous amener à quatre heures (16 h) aujourd'hui.  
23 Mais, j'aimerais vous... et je vois le regard de  
24 maître Pelletier qui... Non, c'est parce que vous  
25 m'avez regardée. J'aimerais que vous considérez et

1 me dire si jeudi matin, si ça devait déborder, ce  
2 n'est pas le souhait, mais si ça devait déborder,  
3 je vous demanderais de considérer jeudi matin. J'ai  
4 regardé le calendrier des audiences, il n'y en a  
5 pas. Alors, j'aimerais savoir si ça cause un  
6 problème pour le Distributeur, bien sûr, mais aussi  
7 pour les intervenants. Alors, là-dessus, je vous  
8 laisse consulter ça pendant votre heure de lunch  
9 et... Bien, ça dépend. Allez-vous faire une contre-  
10 preuve?

11 Me ÉRIC FRASER :

12 Bien, il n'y aura pas de contre-preuve. Ça va être  
13 après les intervenants.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Oui.

16 Me ÉRIC FRASER :

17 Mais, ce serait un réinterro puis...

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Ah! Oui. Excusez.

20 Me ÉRIC FRASER :

21 ... j'ai... Non. On ne les libérera pas tout de  
22 suite, je vais quand même... j'ai besoin de faire  
23 certaines validations avant de libérer les témoins,  
24 donc...

25 LA PRÉSIDENTE :

1 Parfait. Alors, Monsieur Zayat, non, vous n'êtes  
2 pas libéré, vous êtes tous encore sous serment et  
3 on vous reviendra.

4 Me ÉRIC FRASER :

5 Parfait. Merci.

6 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

7 REPRISE DE L'AUDIENCE

8 (14 h 01)

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Maître Pelletier, bonjour.

11 Me PIERRE PELLETTIER :

12 Je n'étais pas certain si j'avais été interpellé ou  
13 non juste avant le lunch.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 C'est juste parce que je vous avais vu réagir,  
16 alors...

17 Me PIERRE PELLETTIER :

18 Avec un regard perdu. C'est qu'en principe on doit  
19 passer, nous, mercredi matin.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Oui.

22 Me PIERRE PELLETTIER :

23 Et j'ai pas l'impression, à regarder le programme  
24 qu'on ne pourrait pas passer demain de toute façon.  
25 Mais je dois vous dire qu'effectivement, si ça ne

1           pouvait pas se faire, tous les quatre on est dans  
2           l'impossibilité d'être là jeudi. Alors, on aimerait  
3           peut-être changer l'ordre, intervertir l'ordre au  
4           besoin. Mais, je n'avais pas eu... Évidemment, j'ai  
5           moins de détails que vous sur le temps annoncé par  
6           chacun, hein, mais...

7           LA PRÉSIDENTE :

8           Bien, en fait, ça va dépendre beaucoup des contre-  
9           interrogatoires qui pourraient avoir lieu.

10          Me PIERRE PELLETTIER :

11          O.K.

12          LA PRÉSIDENTE :

13          Là ce qu'on regarde en ce moment, c'est de voir, si  
14          on commençait demain matin à huit heures et demie  
15          (8 h 30), si on pouvait s'éviter jeudi. Jeudi n'est  
16          pas inévitable, là, ça va dépendre de vraiment...  
17          On a un deux heures de retard. Ça peut...

18          Me PIERRE PELLETTIER :

19          Bien, remarquez, je n'ai pas vraiment de crainte  
20          parce qu'effectivement on n'est pas si loin que ça  
21          dans la liste. Mais, j'aime mieux vous l'indiquer  
22          tout de suite que si jamais ça se prolonge  
23          beaucoup, on aimerait ça pouvoir intervertir parce  
24          qu'on a vraiment des contraintes tous les quatre,  
25          alors...

1 LA PRÉSIDENTE :

2 O.K. Mais, effectivement. Mais, ça devrait... en  
3 fait, ceux qui risquent d'être jeudi, c'est, pour  
4 l'instant, c'est RNCREQ et SÉ...

5 Me PIERRE PELLETIER :

6 Oui.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 ... parce que c'est eux qui n'entrent pas dans les  
9 horaires tels qu'annoncés.

10 Me PIERRE PELLETIER :

11 O.K.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors, ce serait ça. Mais, ça se peut très bien, si  
14 les gens prennent... des fois ils prennent quinze  
15 (15) minutes au lieu du vingt (20) minutes  
16 annoncées ou du trente (30) minutes annoncées, ça  
17 se compresse et puis on risque de tout passer  
18 mercredi. Le seul...

19 Me PIERRE PELLETIER :

20 Je voulais juste vous en faire part tout de suite.  
21 Merci.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Merci. C'est gentil. Le seul qu'il faudrait juste  
24 voir aujourd'hui, bien, en fait, c'est l'ASSQ avait  
25 énoncé dans sa lettre qu'il devait passer mercredi



1           parce que son témoin n'était pas là jeudi. Je  
2           voulais juste m'assurer si c'était toujours le cas,  
3           si...

4           Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

5           En fait, effectivement, un de nos témoins, ce  
6           serait idéal qu'il passe aujourd'hui, ce n'est pas  
7           impossible pour demain matin, mais ce serait  
8           vraiment préférable si on pouvait passer  
9           aujourd'hui.

10          LA PRÉSIDENTE :

11          O.K. Ça fait que je vais voir comment l'horaire se  
12          déroule aujourd'hui, mais je vais peut-être  
13          demander à l'ACEF. Est-ce que l'ACEFQ vous êtes  
14          disponible demain aussi?

15          Me DENIS FALARDEAU :

16          Oui.

17          LA PRÉSIDENTE :

18          Oui. Ça fait que je vais peut-être vous intervertir  
19          avec l'ACEFQ pour être sûre que vous passiez  
20          aujourd'hui.

21          Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

22          Merci. C'est apprécié. Merci à l'ACEFQ.

23          LA PRÉSIDENTE :

24          Alors, Maître Turmel.

25

1 Me SIMON TURMEL :

2 Oui.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Je vous sentais sur...

5 Me SIMON TURMEL :

6 Oui. Je ne le sais pas, bien peut-être, mais on  
7 peut peut-être laisser...

8 LA PRÉSIDENTE :

9 O.K. Maître Thibault-Bédard.

10 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

11 Juste sur le sujet de l'aménagement de l'horaire,  
12 le RNCREQ n'a pas d'objection à passer jeudi matin  
13 si ça peut... si on en arrive à ça. Et également on  
14 pourrait intervertir avec SÉ et passer les derniers  
15 si ça peut permettre à mon confrère de passer  
16 mercredi après-midi, je pense que c'est préférable  
17 pour lui. Donc, tout dépendant comment demain se  
18 déroule.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 O.K. Je vous remercie beaucoup. Maître Neuman.

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Oui. Dominique Neuman pour Stratégies énergétiques.  
23 Donc, effectivement comme c'est mentionné, là,  
24 quant à nous, nous n'avons pas d'objection à  
25 commencer à huit heures trente (8 h 30) mercredi.

1 Et nous pourrions nous adapter aux deux dates,  
2 mercredi ou jeudi dans la mesure où on le sait  
3 relativement tôt. Mais, peut-être que ça ne sera  
4 pas faisable. Parce qu'à la fois monsieur Fontaine  
5 et monsieur Deslaurier doivent réaménager d'autres  
6 rendez-vous selon que ce soit mercredi ou jeudi.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 O.K.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Ça fait que si... après ça... Mais, quant à nous,  
11 ce serait parfait de passer mercredi même après  
12 trois heures, là, et même en trois...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Ce serait le souhait. En fait, je vous le dis,  
15 mercredi c'était déjà prévu se terminer à seize  
16 heures quinze (16 h 15). Alors, c'est ce qui fait  
17 qu'on pensait peut-être jeudi pour une heure ou  
18 deux, mais si on se tient aux temps annoncés, ça se  
19 peut... ou un petit peu moins, ça se peut qu'on  
20 passe tout le monde d'ici mercredi soir, alors...

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 D'accord.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 C'est juste qu'il faut que je prévoie à l'avance.  
25 S'il nous reste deux, trois intervenants, bien

1 évidemment il faut vous entendre.

2 Me DOMINIQUE NEUMAN :

3 O.K. D'accord.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Alors, il faut trouver une plage pour ce faire,  
6 alors...

7 Me DOMINIQUE NEUMAN :

8 O.K. Et j'en profite à la fois pour vous remercier  
9 de nous avoir donné notre créneau pour SÉ et nous  
10 excuser de ne pas avoir pu envoyer notre lettre de  
11 planification d'audience avant que vous émettiez  
12 votre calendrier et je sais que c'est un petit  
13 document, mais, en tout cas, on était vraiment  
14 débordé par à la fois les dossiers qui concernent  
15 beaucoup d'autres intervenants puis il y avait un  
16 autre dossier particulier qui nous avait pris  
17 beaucoup... enfin qui m'avait pris beaucoup de  
18 temps, parce que je représente d'autres clients,  
19 qui est arrivé juste à ce moment-là. En tout cas!  
20 Nous nous excusons pour le non-dépôt de la lettre  
21 de planification. Merci.

22 (14 h 05)

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Je vous remercie. Maître Gertler.

25

1 Me FRANKLIN S. GERTLER :

2 Merci. Juste simplement pour vous indiquer que, à  
3 ma connaissance, on serait en mesure de passer  
4 également jeudi, mais je vais vérifier auprès des  
5 analystes pour être certain. Je vous informerai  
6 s'il y a un empêchement le plus tôt possible.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Je vous remercie beaucoup, Maître Gertler. Maître  
9 Falardeau.

10 Me DENIS FALARDEAU :

11 Rapidement, Madame la Présidente. Simplement pour  
12 vous dire que nous avons annoncé la possibilité de  
13 contre-interrogatoire concernant les autres  
14 intervenants. C'était au besoin. Et on n'en a pas  
15 besoin.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 O.K. Alors parfait. Je vous remercie beaucoup de  
18 l'information. Maître Turmel, je pense que c'est  
19 rendu à votre tour.

20 Me SIMON TURMEL :

21 Oui. Donc, oui, je me lève pour de vrai cette fois.  
22 Donc, bonjour, Madame la Présidente, Monsieur le  
23 Régisseur, Madame le Régisseur. Donc, tout d'abord,  
24 il n'y aura pas de réinterrogatoire de la part du  
25 Distributeur. Donc, les témoins peuvent être

1 libérés à cette fin. Et ensuite il va y avoir une  
2 réponse à un engagement. Je ne sais pas c'était  
3 quel numéro d'engagement. C'est un engagement qui a  
4 été pris ce matin. C'était celui qui concerne le  
5 « pass-on ».

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Oui. C'était l'engagement numéro 6.

8 Me SIMON TURMEL :

9 L'engagement numéro 6. Donc, il va y avoir  
10 effectivement une réponse. Et la réponse, c'est  
11 que, finalement, je confirme ce que maître Fraser a  
12 dit. Donc, effectivement, les écarts entre la  
13 prévision et le réel étaient antérieurement dans le  
14 « pass-on ».

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Est-ce que vous allez nous dire les écarts et les  
17 montants?

18 Me SIMON TURMEL :

19 Oui, ça suivra.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci. Alors, je vais en profiter pour libérer tout  
22 de suite les témoins. Ils ne sont pas là, mais ils  
23 seront heureux de savoir qu'ils n'auront pas à  
24 revenir. Alors, Maître Cadrin, je vous vois.

25

1 Me STEVE CADRIN :

2 Nous, on est prêts, l'ACEFO.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Parfait.

5 Me STEVE CADRIN :

6 C'est pour ça que j'étais là.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 On est effectivement rendu à la preuve de l'ACEFO.

9 Me STEVE CADRIN :

10 J'ai entendu qu'il n'y a pas de réinterrogatoire.

11 J'ai demandé à monsieur Blain de s'approcher déjà.

12 Peut-être juste le temps de s'installer.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Oui.

15 Me STEVE CADRIN :

16 Je pense qu'on en a pour cinq minutes à peine.

17 Peut-être, Madame la greffière, vous pouvez

18 assermenter le témoin, monsieur Jean-François Blain

19 qui va témoigner pour présenter son rapport

20 d'analyse.

21

22 PREUVE DE L'ACEFO

23

24 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce deuxième (2e)

25 jour du mois d'octobre, A COMPARU :

1 JEAN-FRANÇOIS BLAIN, analyste, ayant une place  
2 d'affaires au 2267, boulevard Perrot, Notre-Dame de  
3 l'île Perrot (Québec) J7V 8P4;

4

5 LEQUEL, après avoir fait une affirmation  
6 solennelle, dépose et dit :

7

8 INTERROGÉ PAR Me STEVE CADRIN :

9 Q. **[168]** Alors, Monsieur Blain, je comprends que vous  
10 n'avez pas de présentation PowerPoint aujourd'hui.  
11 Par contre, nous avons deux pièces au dossier à  
12 déposer de façon plus formelle avec votre  
13 témoignage aujourd'hui. Tout d'abord la pièce  
14 ACEFO-0008 qui représente, dans le fond, le mémoire  
15 que vous avez préparé. Je comprends, c'est exact?

16 R. Oui, c'est exact.

17 Q. **[169]** Et que vous adoptez pour tenir lieu de votre  
18 preuve écrite dans la présente instance, c'est  
19 exact?

20 R. Oui.

21 Q. **[170]** Il en va de même pour la pièce ACEFO-0010 qui  
22 constitue les réponses à la demande de  
23 renseignements numéro 1. Donc également que vous  
24 avez préparée, c'est exact?

25 R. C'est exact.



1 Q. **[171]** Et que vous adoptez également pour tenir lieu  
2 de votre témoignage écrit en la présente instance?

3 R. Oui, c'est exact.

4 Q. **[172]** D'accord. Je pense que vous aviez peut-être  
5 deux petites coquilles à mentionner dans la  
6 correction de votre rapport d'analyse, je pense?

7 R. Oui. En fait, c'est un petit peu plus que des  
8 coquilles, c'est des inexactitudes qui se sont  
9 introduites.

10 Q. **[173]** Des grosses coquilles.

11 (14 h 12)

12 R. Alors, d'abord, en page 11, troisième paragraphe de  
13 la pièce C-ACEFO-0008, qui est le rapport d'analyse  
14 du dix-huit (18) août, il était écrit cinquante  
15 dollars (50 \$) par kilowatt, c'est une erreur  
16 manifeste, il s'agit d'une référence au crédit de  
17 cinquante cents (50 ¢) par kilowattheure du dossier  
18 R... proposé dans le dossier tarifaire R-4057, pour  
19 une équivalence de cinquante dollars (50 \$) par  
20 kilowatt pour cent (100) heures. Mais le tarif  
21 comme tel... ou le crédit, c'est cinquante cents  
22 (50 ¢) par kilowattheure. Donc, première  
23 correction.

24 Et, la deuxième correction, en annexe A du  
25 même rapport, page 15, il y avait une note de bas

1 de page qui était inexacte, c'était la note de bas  
2 de page numéro 23. C'est tout simplement une  
3 erreur. Et la bonne référence à voir en bas de la  
4 page 15 donc, pour la note de bas de page 23,  
5 c'était plutôt la pièce... ça ne sera pas long. Je  
6 pense que c'était la réponse à l'engagement numéro  
7 5. Oui. Il s'agit de la pièce B-0033, HQD-3,  
8 Document 5, à l'annexe A. C'est de là que viennent  
9 les données relatives à la note de bas de page  
10 numéro 23.

11 Q. **[174]** Pouvez-vous juste la répéter, donc B?

12 R. B-0033, HQD-3, Document 5, cote du Distributeur,  
13 annexe A. C'était, en fait, les réponses à  
14 l'engagement numéro 5, je pense.

15 Q. **[175]** Est-ce que ça complète les corrections?

16 R. Oui, c'est complet pour les deux addenda.

17 Q. **[176]** Alors, je vous laisse maintenant passer à la  
18 présentation des faits saillants de votre rapport  
19 et suite à l'audience, notamment.

20 R. Merci, Maître Cadrin. Alors, la présentation va  
21 être... je vais tenter de respecter le temps  
22 annoncé. La présentation va couvrir simplement les  
23 principaux éléments de la preuve écrite, c'est-à-  
24 dire les conclusions et les motifs au soutien des  
25 conclusions soumises dans l'ordre où ils sont

1 mentionnés.

2 D'abord, sur la question de la révision du  
3 bilan en puissance, l'ACEFO avait demandé des  
4 précisions suite aux demandes de renseignements  
5 initiales et, dans le rapport d'analyse, on  
6 concluait que, les réponses additionnelles fournies  
7 par Hydro-Québec, on convenait que les explications  
8 étaient suffisantes. Donc, on n'a pas poussé  
9 davantage, là, l'examen de l'évaluation du bilan en  
10 puissance. On considère donc, effectivement, comme  
11 l'affirmait Hydro-Québec, il y a différents  
12 facteurs qui peuvent varier inégalement d'une année  
13 à l'autre et occasionner donc des variations d'une  
14 amplitude inégale dans la prévision des besoins en  
15 énergie.

16 Cela étant dit, le premier des deux aspects  
17 que la Régie voulait examiner, en fait, dans le  
18 dossier, c'est-à-dire l'examen de la rentabilité du  
19 programme. L'ACEFO l'a abordé en examinant les  
20 principales hypothèses mises de l'avant par le  
21 Distributeur et, à cet effet, bien, on en est venu  
22 à la conclusion que cinq de ces hypothèses-là ne  
23 devaient être que partiellement acceptées ou  
24 modifiées pour s'avérer être appropriées, de notre  
25 point de vue.

1                   La première des cinq hypothèses remises en  
2 question, c'est au niveau des moyens  
3 d'approvisionnement prévus. En fait, le  
4 Distributeur avait présenté, dans des tableaux, en  
5 réponse à la DDR numéro 1 de la Régie, qui se  
6 trouve à être la pièce B-0015, HQD-2, Document 1,  
7 c'était en page 8, la réponse 2.1. Il y avait à ce  
8 moment-là trois tableaux, de ma mémoire, là,  
9 tableaux A, B et C, dans lesquels les mégawatts à  
10 acquérir pour équilibrer le bilan incluait...  
11 oui, les mégawatts à acquérir pour équilibrer le  
12 bilan étaient calculés en absence de programme de  
13 GDP, donc en absence du programme de GDP Affaires  
14 et des autres programmes de GDP potentiels, qu'il  
15 s'agisse du secteur résidentiel ou des bâtiments  
16 d'Hydro-Québec.

17                   (14 h 17)

18                   Donc, on avait soulevé ça dans notre  
19 mémoire. Je pense que, suite à la décision  
20 D-2018-113, cette question-là a été corrigée par le  
21 dépôt de la pièce HQD-1, Document 4, qui était la  
22 révision de l'analyse économique. Et d'ailleurs,  
23 dans cette pièce-là, le Distributeur mentionnait  
24 lui-même ce que l'ACEFO avait constaté.

25                   Donc, cette question-là a été corrigée, ça

1 a fait l'objet, d'ailleurs, d'une autre question de  
2 la Régie ce matin, là, une demande de correction  
3 additionnelle des mégawatts estimés en incluant  
4 uniquement les mégawatts reliés au déploiement du  
5 Programme de GDP Affaires et non pas tout autre  
6 programme de GDP. Ça me semble être un minimum.  
7 Bon. Il n'y avait pas d'autre grand enjeu sur cette  
8 question-là.

9 La deuxième hypothèse, donc celle-là  
10 était... a fait l'objet d'une correction, de toute  
11 façon, il y a une clarification et nous, dans nos  
12 annexes où on a refait les tableaux de comparaison  
13 des tests de rentabilité, du test de TNT et de la  
14 comparaison des coûts du Programme GDP Affaires,  
15 comparé aux autres options équivalentes, on a,  
16 effectivement, intégré chacune des cinq hypothèses  
17 modifiées tel qu'on le considérait utile dans notre  
18 mémoire.

19 La deuxième hypothèse, il s'agissait des  
20 pertes de revenus résultant du programme et l'ACEF  
21 de l'Outaouais concluait que les pertes de revenus,  
22 en fait, ne pouvaient pas être supérieures à  
23 environ cinquante pour cent (50 %) de ce qui était  
24 mis en preuve par le Distributeur étant donné que  
25 dans le cas, en fait, de la preuve déposée elle-

1 même, ressortait que cinquante pour cent (50 %) des  
2 réductions de puissance attendues proviendrait de  
3 substitutions par une autre forme d'énergie. Et le  
4 cinquante pour cent (50 %) qui reste était partagé  
5 à peu près à parts égales entre un déplacement de  
6 la consommation, soit par du préchauffage des  
7 participants, donc un déplacement de la  
8 consommation dans le temps ou, encore, un  
9 déplacement d'opérations de production  
10 industrielle, également un déplacement dans le  
11 temps de cette consommation-là.

12 Donc, il nous apparaît que dans le pire des  
13 cas, les pertes de revenus seraient équivalentes à  
14 cinquante pour cent (50 %) de ce qui était mis en  
15 preuve et cette hypothèse-là a été ajustée en  
16 conséquence pour refléter, donc, cinquante pour  
17 cent (50 %) des pertes de revenus alléguées, plutôt  
18 que le cent pour cent (100 %) mis en preuve.

19 La troisième hypothèse, c'est la question  
20 des coûts évités de transport et de distribution,  
21 notamment pour les mêmes raisons, là, le fait de la  
22 provenance des réductions de puissance attendues,  
23 il nous apparaît qu'en fait, il est peu  
24 vraisemblable que plus de cinquante pour cent  
25 (50 %) des coûts évités en puissance de transport

1 et de distribution s'avèrent. Et l'ACEFO  
2 mentionnait notamment à des réponses données par le  
3 Distributeur lui-même, aux questions 4.7 et 4.9 de  
4 la DDR numéro 1 de la Régie, pièce B-0015, le  
5 Distributeur disait notamment que :

6 Les interruptions réclamées dans le  
7 cadre des options d'électricité  
8 interruptible et du Programme GDP  
9 Affaires ne peuvent pas spécifiquement  
10 correspondre aux 30 heures les plus  
11 chargées de l'année.

12 Plus loin, à la réponse... à la question 4.9.1  
13 toujours de la DDR numéro 1, la Régie demandait au  
14 Distributeur d'indiquer si les coûts présentés au  
15 tableau 12, je pense que c'était de la pièce B-  
16 0007, correspondaient respectivement aux seize  
17 (16), neuf (9) et vingt-cinq (25) premières heures  
18 de plus forte demande sur le réseau des trois  
19 derniers hivers. Et le Distributeur répondait :

20 Non, les heures utilisées dépendent  
21 des moyens à la disposition du  
22 Distributeur.

23 Et un peu plus loin :

24 [...] le Distributeur peut ne pas  
25 appeler l'ensemble de ses moyens de

1                                   gestion en puissance.

2           En fait, le Distributeur, en pratique, ne peut pas  
3           appeler ou que très, très exceptionnellement  
4           l'ensemble des moyens en gestion de puissance qu'il  
5           a à sa disposition parce qu'il n'y a jamais une  
6           coïncidence parfaite entre les besoins d'heure en  
7           heure et les différents achats qui ont été engagés  
8           soit avant la période d'hiver, sur une base  
9           annuelle ou mensuelle, soit des achats ponctuels  
10          qui sont faits en addition à la dernière étape de  
11          planification, si on peut dire, en cours d'hiver,  
12          achats de beaucoup plus court terme pour des  
13          produits de vingt-quatre (24) heures sur bourse,  
14          par exemple.

15                           Donc en fait, l'ACEFO concluait que suite à  
16          l'examen des achats de court terme et autres moyens  
17          de gestion qui ont été déployés d'heure en heure  
18          pour le mois de janvier deux mille dix-huit (2018),  
19          l'ACEFO concluait que plusieurs périodes de très  
20          forte demande ont nécessité le déploiement  
21          d'importants moyens de gestion de puissance, parmi  
22          ceux à la disposition du Distributeur, en dehors  
23          des périodes d'utilisation du Programme GDP  
24          Affaires. On énumérait, en fait, les différentes  
25          périodes.



1 (14 h 22)

2 Et donc, il en ressortait que les besoins de  
3 puissance à la pointe les plus élevés, même au  
4 cours du mois de janvier deux mille dix-huit  
5 (2018), se sont produits en dehors des périodes  
6 d'utilisation du programme GDP Affaires et ont  
7 excédé largement à quatre reprises le plus haut  
8 niveau de moyen de gestion en puissance déployée  
9 lors d'une période d'utilisation du programme, qui  
10 était le quinze (15) janvier deux mille dix-huit  
11 (2018).

12 Donc, nous concluons qu'il n'y avait pas  
13 lieu de reconnaître les coûts évités de transport  
14 et de distribution pour plus de cinquante pour cent  
15 (50 %) de la réduction résultant du programme  
16 puisque, d'une part - deux raisons principales -  
17 l'autre moitié de la réduction en puissance ne sera  
18 que déplacée tout juste en dehors du bloc d'heures  
19 correspondant à une interruption, donc une  
20 utilisation du programme, et que, deuxième motif,  
21 la pointe critique de la demande en puissance peut  
22 tout autant survenir en dehors des périodes  
23 d'interruption en vertu du programme, tel qu'il a  
24 été démontré, et même aussi souvent, sinon même  
25 pour certains mois, plus souvent à l'extérieur des

1 heures d'événements de GDP.

2 La quatrième hypothèse que nous avons  
3 révisée était celle relative à la valeur de la  
4 prime variable des achats de court terme. Le  
5 Distributeur a mis en preuve une valeur qui  
6 correspond à la moyenne des primes variables  
7 d'achat de court terme qui auraient pu être  
8 réalisées sur le marché de la Nouvelle-Angleterre  
9 aux heures d'utilisation du programme GDP Affaires.

10 Cette moyenne-là, notamment, a été  
11 largement influencée à la hausse par le prix très  
12 élevé du dernier hiver, deux mille dix-sept-deux  
13 mille dix-huit (2017-2018).

14 L'ACEFO a voulu vérifier, essentiellement,  
15 si ce coût moyen de la prime variable des achats de  
16 court terme des trois derniers hivers était  
17 représentatif de la valeur moyenne des achats de  
18 court terme que le Distributeur effectuerait en  
19 absence du programme pendant les heures  
20 d'utilisation GDP Affaires.

21 Nous notons que le Distributeur mentionne,  
22 encore à une réponse à la DDR de la Régie, la pièce  
23 B-0015, réponse 4.9.2 que, en ce qui concerne le  
24 marché de la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur  
25 n'a jamais acheté de puissance puisque cette

1 dernière ne pourrait pas être acheminée en  
2 pratique.

3 Hydro-Québec précise que les achats  
4 d'énergie, en fait, que pour les achats d'énergie,  
5 les importations au moyen des interconnexions de la  
6 Nouvelle-Angleterre consistent essentiellement à  
7 compenser des exportations vers ce réseau. Et il  
8 précise, en fait, en effet, en hiver, la  
9 configuration du réseau de transport ne permet pas  
10 d'importations via ce marché.

11 Ça nous apparaissait déterminant comme  
12 réponse parce que, en pratique, ça veut dire qu'un  
13 achat, même s'il y avait de la disponibilité sur le  
14 marché de la Nouvelle-Angleterre, ne pourrait pas  
15 servir à rendre le même service que l'appel d'un  
16 événement de GDP en pratique pour un moment donné  
17 pendant l'hiver.

18 Donc, l'ACEFO en vient à constater que non  
19 seulement le coût moyen des achats sur le marché de  
20 la Nouvelle-Angleterre n'est pas représentatif en  
21 soi du coût du portefeuille de moyens  
22 d'approvisionnement en puissance du Distributeur,  
23 mais surtout que ces achats sur le marché de la  
24 Nouvelle-Angleterre ne pouvaient pas constituer un  
25 tel moyen de remplacement en pratique.

1                   Nous émettions une réserve à l'effet que la  
2                   présentation des informations fournies par le  
3                   Distributeur en réponse à l'engagement numéro 5  
4                   limite l'interprétation qu'on peut en faire mais,  
5                   notamment, nous les avons traitées et, non  
6                   seulement consignées mais traitées et représentées  
7                   de telle sorte qu'on puisse illustrer le nombre  
8                   total de mégawattheures utilisés pour chaque jour  
9                   provenant des transactions bilatérales et en  
10                  bourse, la valeur totale quotidienne des  
11                  mégawattheures utilisés, la valeur quotidienne  
12                  moyenne des mégawattheures utilisés, la valeur  
13                  horaire moyenne estimée. Je dis bien estimée, de la  
14                  puissance utilisée puisque ça ne peut jamais  
15                  correspondre à un facteur d'utilisation de cent  
16                  pour cent (100 %), il y a toujours une partie des  
17                  moyens mobilisés qui ne peuvent pas être utilisés  
18                  mais ils sont, dans les faits, compensés par  
19                  l'entente cadre pour ce qui est de l'équilibrage du  
20                  réseau.

21                  Et donc, nous constatons d'abord que la  
22                  valeur des achats de court terme effectués par le  
23                  Distributeur pendant les journées d'utilisation du  
24                  programme en janvier deux mille dix-huit (2018) a  
25                  fluctué dans des proportions importantes d'un

1 minimum de vingt-huit virgule cinq dollars  
2 canadiens par mégawattheure (28,5 \$CA/MW), un  
3 maximum de deux cent trente-trois (233) le quinze  
4 (15) janvier, deux cent trente-trois dollars  
5 canadiens (233 \$CA) toujours, et surtout, nous  
6 constatons que pour les journées d'utilisation du  
7 programme, le coût moyen des achats de court terme  
8 a été de cent vingt virgule trois dollars canadiens  
9 (120,3 \$CA) le cinq (5) janvier, on parle toujours  
10 de janvier deux mille dix-huit (2018), cent vingt-  
11 six (126), presque cent vingt-sept dollars  
12 canadiens (127 \$CA) le quinze (15) janvier et  
13 seulement trente-neuf dollars (39 \$) pour la  
14 troisième date du mois où le programme a été... il  
15 y a eu un événement GDP, soit le vingt-six (26)  
16 janvier. Ça nous a amené à conclure donc qu'un coût  
17 moyen d'environ cent vingt-cinq dollars canadiens  
18 par mégawattheure (125 \$/MWh) pour l'hiver deux  
19 mille dix-sept-deux mille dix-huit (2017-2018)  
20 serait beaucoup plus représentatif de ce qu'aurait  
21 été la valeur moyenne de la prime variable des  
22 achats de court terme. C'est donc l'hypothèse qu'on  
23 a retenue pour les ajustements qu'on a faits à  
24 l'examen de la rentabilité du programme pour ce qui  
25 est de ces facteurs-là.

1 (14 h 27)

2 La cinquième hypothèse qu'on a remise en  
3 question, c'était le fait de substituer totalement  
4 par un appel d'offres... en fait par de la  
5 puissance additionnelle acquise en vertu d'un appel  
6 d'offres de long terme à compter de deux mille  
7 vingt-deux-deux mille vingt-trois (2022-2023), en  
8 présence du programme, ou plus hâtivement à compter  
9 de deux mille vingt-deux mille vingt et un (2020-  
10 2021) en absence du programme. Donc, de substituer  
11 totalement les achats de court terme par un bloc de  
12 puissance provenant d'un appel d'offres de long  
13 terme.

14 Essentiellement, l'ACEFO considère que  
15 c'est une hypothèse qui n'est pas la plus  
16 vraisemblable et que la nécessité de remplacer en  
17 totalité les achats de court terme par des  
18 approvisionnements de long terme n'a pas été  
19 démontrée.

20 En fait, il n'est aucunement exclu qu'une  
21 combinaison d'achats de court terme et de nouveaux  
22 approvisionnements de long terme puisse constituer  
23 non seulement l'option la plus économique et la  
24 plus souhaitable, mais la plus vraisemblable en  
25 pratique dans l'intérêt du Distributeur et de ses

1 clients à compter du moment où, effectivement, des  
2 approvisionnements fermes additionnels pourraient  
3 être requis.

4 Ça pourrait provenir d'un appel d'offres de  
5 long terme avec fourniture de puissance garantie  
6 croissante pour les cinq prochaines années, par  
7 exemple, en partie avec une décroissance en  
8 parallèle des recours aux marchés de court terme  
9 par le Distributeur à compter de deux mille vingt-  
10 deux-deux mille vingt-trois (2022-2023) ou plus  
11 hâtivement si jamais le programme n'était pas  
12 approuvé.

13 Donc, l'ACEFO a plutôt retenu dans son  
14 évaluation de la rentabilité du programme une  
15 hypothèse qui comporte une combinaison d'achats de  
16 court terme et d'approvisionnements de long terme  
17 introduits progressivement comme scénario le plus  
18 vraisemblable pour l'analyse de rentabilité.

19 En appliquant chacune des cinq hypothèses  
20 sur lesquelles... que l'ACEFO a examinées, qui ont  
21 été ajustées, les coûts totaux du programme  
22 dépasseraient les coûts d'achats d'électricité pour  
23 les mégawatts à acquérir en absence du programme.  
24 Toujours sur la base de ces mêmes cinq hypothèses  
25 modifiées, c'est ce que vous pouvez voir à notre

1 annexe B, le TNT serait défavorable au programme  
2 sur l'ensemble de l'horizon deux mille dix-huit-  
3 dix-neuf (2018-2019) à deux mille vingt-cinq-vingt-  
4 six (2025-2026) et pour chacune des années jusqu'en  
5 deux mille vingt-deux-deux mille vingt-trois  
6 (2022-2023).

7 Cette évaluation-là de la rentabilité que  
8 l'ACEFO a faite, basée sur des ajustements à cinq  
9 des hypothèses que nous considérons devaient être  
10 ajustées, n'amène pas pour autant l'ACEFO à  
11 conclure qu'il faut rejeter le programme. Pourquoi?  
12 Parce que, d'un côté, c'est un programme qui peut  
13 avoir une utilité et offrir un service qui serait  
14 complémentaire des approvisionnements, qu'il  
15 s'agisse d'approvisionnements de long terme ou de  
16 court terme, mais surtout parce qu'il reste des  
17 hypothèses additionnelles que nous n'avons pas  
18 contestées ou modifiées et qui sont encore plus  
19 déterminantes que ces différents éléments-là.

20 Notamment, on n'a pas simulé le TNT basé  
21 sur l'appui financier que nous proposons, c'est-à-  
22 dire un prix initial de cinquante dollars par  
23 kilowatt (50 \$/kW) pour les premiers quinze (15)  
24 heures avec une structure de prix décroissante pour  
25 un usage sur un plus grand nombre d'heures. Donc,



1 si on appliquait à notre révision de la  
2 rentabilité... notre examen de la rentabilité  
3 financière du Distributeur, notre proposition de  
4 l'appui financier, déjà là, la rentabilité serait  
5 rétablie.

6 Alors je le dis avec nuance. L'enjeu ici,  
7 ce n'est pas de dire oui ou non, il faut accepter.  
8 Non. L'enjeu pour l'ACEFO, c'est de dire, si ce  
9 programme-là peut être utile, nous croyons qu'il  
10 pourrait l'être, il faut moduler les conditions de  
11 l'offre en termes d'appui financier et caractériser  
12 comme il faut la nature du service rendu, et donc  
13 du prix qui est raisonnable de payer, en fonction  
14 d'un usage qui profite à toute la clientèle.

15 Maintenant... Donc, à ce stade de la  
16 présentation, on a fini de disposer des  
17 modifications aux hypothèses du Distributeur qui  
18 ont été effectuées par l'ACEFO.

19 (14 h 32)

20 Je viens donc de mentionner les deux  
21 hypothèses... en fait, une de deux hypothèses  
22 additionnelles qui pourrait permettre au programme  
23 de redevenir rentable. Donc, en appliquant un autre  
24 montant d'appui financier, tel que celui proposé  
25 par l'ACEFO elle-même, le programme redevient

1 rentable.

2 Deuxièmement, c'était l'objet d'une  
3 question, je pense, de maître Gariépy pour la Régie  
4 ce matin, si les coûts de transport et de  
5 distribution associés aux approvisionnements  
6 additionnels en puissance qui seraient requis en  
7 l'absence du programme sont ajoutés dans la  
8 comparaison, entre les coûts du programme et ceux  
9 des options alternatives, bien, le programme  
10 redevient rentable.

11 Alors, c'est quand même deux hypothèses  
12 importantes à considérer. L'appui financier, la  
13 Régie exercera sa décision quant à décider si le  
14 montant proposé par le Distributeur est adéquat ou  
15 pas. Nous, nous considérons qu'il est un peu trop  
16 généreux et qu'une structure de prix décroissante  
17 serait beaucoup plus susceptible d'approcher la  
18 valeur du produit du service qu'il rend réellement  
19 en comparaison aux autres produits de gestion de  
20 demande à la pointe auxquels le Distributeur a  
21 accès.

22 Donc, j'arrive à la question de l'appui  
23 financier. En contre-interrogatoire on a pris la  
24 peine de faire confirmer, reconfirmer, je dirais,  
25 par les témoins d'Hydro-Québec les modalités de

1 calcul de l'appui financier qui est versé au terme  
2 d'une période hivernale.

3 Notre lecture du Guide des participants, et  
4 là je parle de l'annexe A de la pièce B-0007, page  
5 10, article 2.2, je vais vous y référer  
6 directement. Donc, l'article 2.2 est, à mon sens,  
7 clair, là. Je l'ai relu, en fait, plusieurs fois  
8 pour confirmer parce que, entre analystes, il y  
9 avait une discussion en marge des audiences puis il  
10 y avait des divergences d'interprétation. Mais, en  
11 fait, le Distributeur a confirmé l'interprétation  
12 que j'en faisais puis ça m'apparaît clair. Donc,  
13 lisons-le :

14 La Puissance admissible (kW)  
15 correspond à la moyenne de toutes les  
16 réductions de puissance de tous les  
17 Événements de GDP.

18 Et, ça, ça m'apparaît être un élément vraiment très  
19 important dans le programme, s'il devait être  
20 approuvé. Parce que, si le calcul de la réduction  
21 de puissance admissible qui entre dans le calcul de  
22 l'appui financier faisait abstraction d'une non-  
23 participation, autrement dit si un participant  
24 pouvait se permettre de ne pas participer à un ou à  
25 deux événements de GDP dans l'hiver sans que ça ait

1 une incidence sur le calcul de sa réduction de  
2 puissance moyenne, bien, il n'y aurait pas  
3 d'incitatif contraignant qui assure un minimum de  
4 fermeté des réductions de puissance attendues du  
5 programme et donc, de la fiabilité de ces  
6 réductions de puissance là seront-elles au rendez-  
7 vous ou pas.

8 À titre d'exemple. Je prends un hiver  
9 typique qui comporte cinq événements de GDP. Un  
10 client... un participant qui ferait une réduction  
11 de puissance, en moyenne, pendant les quatre  
12 premiers événements de GDP, disons de deux cent  
13 vingt-cinq kilowatts (225 kW), mais qui décidait,  
14 pour toutes sortes de raisons, de ne pas participer  
15 au cinquième événement de GDP convoqué, bien, là il  
16 y aurait... je prends un hiver typique, là, de cinq  
17 événements totalisant dix-sept (17) heures, il y  
18 aurait, au lieu d'être rémunéré pour deux cent  
19 cinquante kilowatts (250 kW) fois soixante-dix  
20 dollars (70 \$), il aurait évidemment zéro kilowatt  
21 de contribution lors du cinquième événement,  
22 multiplié par le nombre d'heures, divisé par un  
23 hiver de dix-sept (17) heures auquel je réfère.

24 Et donc, sur cette base d'hypothèse  
25 relativement simple là, l'appui financier versé à

1 ce participant-là, du fait qu'il s'est abstenu de  
2 participer au cinquième événement, serait réduit de  
3 vingt-trois virgule cinq pour cent (23,5 %).

4 Dans le cas qui m'occupe, j'avais un  
5 cinquième événement de quatre heures suivant trois  
6 événements de trois heures et un autre de quatre  
7 heures. Donc, en fait, le participant en question  
8 recevra un appui financier non pas de dix-sept  
9 mille cinq cents dollars (17 500 \$), tel qu'il  
10 aurait été s'il avait maintenu sa moyenne de deux  
11 cents kilowatts (200 kW) de réduction de puissance  
12 pour chacun des cinq événements, mais du seul fait  
13 qu'il n'a pas participé au cinquième de cinq  
14 événements, sa moyenne de puissance tombe à cent  
15 quatre-vingt-onze virgule deux (191,2), disons, et  
16 son appui financier, à treize mille trois cent  
17 quatre-vingt-deux dollars (13 382 \$). Donc, il y a  
18 une conséquence de vingt-trois mille virgule cinq  
19 pour cent (23,5 %) sur la contribution financière.

20 Et, ça, évidemment, c'est central dans la  
21 validité du... la concrétisation, autrement dit, du  
22 service rendu par le programme s'il devait être  
23 approuvé. C'est très, très... c'est central, c'est  
24 très important.

25 (14 h 37)

1                   L'autre... Alors, en fait, la divergence  
2 d'interprétation quant à l'application de cet  
3 article-là était basée sur le libellé d'un autre  
4 article du Guide du participant, qui est l'article  
5 1.2.5, auquel je retourne, et qui, lui, indique  
6 que... un parti... Dans le cas où un participant...  
7 Je vais vous le lire tel que libellé :

8                   Si un participant ne contribue pas à  
9 réduire la demande de puissance pour  
10 un compteur relativement à deux avis  
11 de GDP ou plus, qui sont reçus au  
12 cours d'une période d'hiver, Hydro-  
13 Québec se réserve le droit de ne pas  
14 verser l'appui financier.

15 Ce qu'on doit comprendre de cette disposition-là,  
16 c'est qu'Hydro-Québec pourrait... en fait, se  
17 réserve le droit de ne verser aucun appui financier  
18 et non pas qu'un participant pourrait être rémunéré  
19 ou recevoir un appui financier calculé sur la base  
20 de trois participations à des événements de GDP  
21 dans un hiver qui en aurait compté cinq.

22                   Non, sa moyenne va être affectée par  
23 chacune des heures de chacun des événements GDP  
24 auxquels il n'aura pas participé. Et c'est ce qui  
25 est confirmé par les témoins d'Hydro-Québec. Et

1 j'insiste, c'est vraiment un élément central de la  
2 justification du Programme.

3 Maintenant, là, et d'ailleurs, en absence  
4 d'un calcul sur toutes les heures de tous les  
5 événements de GDP au cours d'un hiver, il n'y  
6 aurait même pas lieu de discuter d'une structure de  
7 prix autre que celle proposée par le Distributeur  
8 parce qu'il n'y aurait pas d'intérêt maintenu pour  
9 le client participant d'être présent à chacun des  
10 événements de GDP, quelle que soit la structure de  
11 prix offerte, quel que soit le calcul de l'appui  
12 financier qui est offert.

13 Donc, l'ACEFO suggère une structure de prix  
14 décroissante, un prix qui commencerait à cinquante  
15 dollars (50 \$) par kilowatt pour les quinze (15)  
16 premières heures. Et la Régie a demandé, nous a  
17 demandé de préciser les modalités d'application de  
18 cette structure-là. Donc, en réponse à la demande  
19 de renseignements numéro 1 que la Régie nous a  
20 adressée, il s'agissait de la pièce B-0010... C,  
21 pardon, C-ACEFO-0010, nous abordions les questions  
22 que la Régie pourrait se poser a priori, justement,  
23 par rapport à la pertinence d'une telle structure  
24 et au risque de créer un effet dissuasif quant à la  
25 participation des clients.

1                   D'ailleurs, monsieur Rhéaume, pour Hydro-  
2 Québec, un peu plus tôt, en témoignage sur ce  
3 sujet-là, disait : « Une structure de prix, pour le  
4 calcul de l'appui financier, décroissante,  
5 viendrait induire de mauvais comportements parce  
6 que passé un certain seuil, les clients ne  
7 comprendraient pas pourquoi, pour un plus grand  
8 service offert au Distributeur, le même service sur  
9 un plus grand nombre d'heures, leur appui  
10 financier, exprimé en valeur unitaire par kilowatt,  
11 diminuerait. » Bien effectivement, c'est difficile  
12 à comprendre du point de vue client.

13                   Mais bien que ça soit contre intuitif,  
14 cette formule-là, et je reviens à la réponse... aux  
15 explications données par l'ACEFO aux demandes de  
16 précision de la Régie, cette structure-là a  
17 l'avantage, d'abord, de rapprocher progressivement  
18 le prix payé par... le prix payé par le  
19 Distributeur aux clients participants du coût des  
20 autres moyens de gestion qu'il aurait priorisé  
21 avant d'arriver in extremis pour une période de  
22 pointe à appeler un événement de GDP.

23                   Donc, la première question qu'on peut se  
24 poser, c'est, compte tenu que la valeur unitaire de  
25 l'appui financier diminuerait en fonction du nombre



1 d'heures total d'interruption, est-ce que ça  
2 n'aurait pas un effet dissuasif sur les  
3 participants? Après la quinzième (15e) heure, selon  
4 la proposition de l'ACEFO d'interruption, le  
5 montant de l'appui financier versé commence à  
6 diminuer en contrepartie pourtant d'une plus grande  
7 utilisation du Programme par le Distributeur en  
8 nombre d'heures. C'est exact, la formule résulte en  
9 un appui financier dont la valeur unitaire serait  
10 décroissante. Mais la valeur unitaire par kilowatt,  
11 qui résulte de la structure de prix, ne diminue que  
12 très progressivement.

13 (14 h 42)

14 Vous voyez à la pièce C-ACEFO-0010, par  
15 exemple dans le tableau qu'on a produit en page 3,  
16 qu'il faut se rendre à vingt (20) heures  
17 d'utilisation avant que le prix par kilowatt payé  
18 décroche de cinquante dollars (50 \$) pour s'établir  
19 à quarante-sept et cinquante (47,50) pour un hiver  
20 de vingt-cinq (25) heures qui est le nombre  
21 d'heures d'utilisation le plus élevé que le  
22 Distributeur a réalisé dans les trois premières  
23 années de déploiement du programme, ça serait  
24 encore un prix de quarante-cinq dollars par  
25 kilowatt (45 \$/kW) puis il faudrait se rendre à

1 quarante-cinq (45) heures d'utilisation dans un  
2 même hiver avant que le prix diminue jusqu'à  
3 quarante dollars par kilowatt (40 \$/kW).

4 Et donc, je ne pense pas que ça créerait un  
5 effet dissuasif et, dans la mesure où le client  
6 participant a toujours intérêt à participer à  
7 chaque heure de chaque événement pour maintenir sa  
8 moyenne de réduction de puissance, cette structure  
9 de prix là ne l'influencerait pas à un point tel  
10 qu'il décide de s'abstenir de participer à un  
11 événement au risque de faire chuter sa moyenne de  
12 réduction de puissance.

13 D'autre part, s'il importe au Distributeur  
14 de fidéliser les participants afin de s'assurer de  
15 la stabilité et de la pérennité de son programme,  
16 il ne serait pas dans son intérêt au Distributeur  
17 de pousser l'usage du programme au-delà d'un plus  
18 grand nombre d'heures que la pointe critique pour  
19 laquelle c'est vraiment utile.

20 On a vu un maximum de vingt-cinq (25)  
21 heures dans les trois premières années, même si on  
22 avait un hiver hyper-rigoureux, passé trente (30)  
23 ou quarante (40) heures, c'est difficile  
24 d'imaginer...

25 Ce matin, d'ailleurs, même un témoin, je

1 pense que c'était monsieur Zayat qui répondait à la  
2 question pour un hiver normal, ça serait quoi  
3 l'usage de la GDP? Pour un hiver normal, au sens  
4 statistique sur l'ensemble de l'hiver, ça serait  
5 zéro. C'était sa réponse puis c'était la bonne  
6 réponse. Sauf qu'un hiver normal, ça n'exclut pas  
7 des événements climatiques exceptionnels,  
8 l'occurrence d'aléas.

9           Donc, le programme GDP, on sait jamais si  
10 c'est pour deux, quatre, six, sept, huit événements  
11 de trois ou quatre heures qui va être utile de  
12 l'appeler.

13           Donc, je ne vois pas d'inconvénients liés à  
14 cette structure de prix là et, au contraire, compte  
15 tenu de la structure de calcul de l'appui financier  
16 qui est mise de l'avant par le Distributeur que  
17 nous appuyons, que nous considérons adéquate, les  
18 participants auraient toujours intérêt, même avec  
19 une structure de prix décroissante, à participer à  
20 chacune des heures de chacun des événements de GDP.

21           Je vais conclure sur la question de l'appui  
22 financier avec une dernière petite remarque, c'est  
23 juste en complément.

24           Un peu plus tard en réponse à une autre  
25 question, je pense que c'était de vous, Madame la

1           Présidente, monsieur Rhéaume a dit « D'ailleurs,  
2           une structure de prix décroissante... » et là, je  
3           pense que je l'ai noté mot pour mot « ... pour le  
4           calcul de l'appui financier ne contreviendrait pas  
5           ou ne serait pas incompatible ou incohérente avec  
6           les principes tarifaires. ».

7                         Autrement dit, rapprocher le prix, plus  
8           l'usage en nombre d'heures progresse du prix des  
9           achats de court terme beaucoup plus bas de la prime  
10          fixe des achats de court terme beaucoup plus bas  
11          que le Distributeur priorise avant d'en venir à  
12          l'appel d'un événement de GDP, c'est tout à fait  
13          cohérent. C'est peut-être contre-intuitif à  
14          première vue mais c'est tout à fait cohérent. En  
15          plus, les objections ne tiennent pas.

16                        Concernant maintenant les modalités de  
17          participation au programme, nous avons énoncé deux  
18          catégories de recommandations. Les premières  
19          concernaient les exigences applicables à un  
20          intermédiaire, qu'il s'agisse d'un participant qui  
21          représente plus d'un compteur, plus d'un client,  
22          plus d'un compteur ou qu'il s'agisse d'un  
23          agrégateur.

24                        Le deuxième groupe de catégories de  
25          recommandations, je vous les relirai pas,

1 concernait le rôle des agrégateurs et les limites  
2 applicables à la délégation, en fait, de  
3 responsabilités importantes que le mode de  
4 participation prévu implique.

5 Notamment, il y avait eu une question, je  
6 pense c'était de la FCEI qui demandait au  
7 Distributeur : est-ce qu'en fin de période d'hiver  
8 vous transmettez à un agrégateur le résultat des  
9 réductions de puissance de chacun des compteurs  
10 réunis dans un projet intégré qui sont sous sa  
11 responsabilité.

12 (14 h 47)

13 La réponse n'était pas tellement claire  
14 mais, en pratique, c'est nécessairement oui puisque  
15 la responsabilité de répartir les appuis financiers  
16 versés par l'intermédiaire d'un agrégateur aux  
17 clients qu'il réunit et aux compteurs clients qu'il  
18 réunit lui incombent. C'est une grosse  
19 responsabilité. Et d'ailleurs, une de nos  
20 recommandations, c'était qu'un agrégateur, si tant  
21 est qu'il se qualifie, qui a le statut juridique,  
22 les compétences pour exercer une responsabilité  
23 aussi importante que celle-là, ait l'obligation de  
24 fournir un suivi au Distributeur de la répartition  
25 qu'il fait des appuis financiers qui lui sont

1 versés entre les clients regroupés dans son projet  
2 intégré.

3 Ça m'apparaît très important. Il faut qu'il  
4 y ait une possibilité de suivi quelque part. C'est  
5 une... Non seulement c'est une responsabilité  
6 importante qui lui est déléguée, mais il n'y a pas  
7 de limite de nombre de clients par projet ni de  
8 limite de nombre de projets réunis intégrés par  
9 agrégateur. Il pourrait advenir qu'une proportion  
10 importante des vingt (20 M\$) ou trente millions de  
11 dollars (30 M\$) versés annuellement en vertu du  
12 programme, que la répartition de ces sommes-là  
13 entre les participants finaux, si vous voulez, les  
14 compteurs clients réunis par le même agrégateur,  
15 une grosse proportion de ces sommes-là pourrait  
16 relever de la responsabilité d'un même agrégateur  
17 en termes de répartition. Donc, je pense que ce  
18 n'est pas une exigence exagérée. Et même, je dirais  
19 plutôt, essentielle.

20 Concernant le statut juridique du  
21 programme, je vais être assez bref là-dessus.  
22 L'ACEFO en venait à la conclusion que le programme  
23 n'est pas un programme d'efficacité énergétique.  
24 C'est un programme de gestion de la demande en  
25 puissance. Et cette caractérisation-là du programme

1 est celle qui est d'ailleurs la plus compatible  
2 avec les critères énoncés par le Distributeur lui-  
3 même en réponse à la question 5.2 de la Régie,  
4 pièce B-0015 (HQD-2, Doc.1) pages 23.

5 Pour ce qui est du traitement comptable, je  
6 pense que je vais conclure là-dessus. L'ACEFO  
7 annonçait qu'elle allait faire des représentations  
8 additionnelles. Vraisemblablement en argumentation,  
9 on aura eu à ce moment-là le bénéfice d'entendre ce  
10 qu'Hydro-Québec va déposer. Je pense qu'il y a des  
11 questions importantes encore en suspens auxquelles  
12 on n'a pas eu de réponses.

13 Mais disons de façon préliminaire et très  
14 sommaire, il nous apparaît que les charges liées au  
15 programme GDP Affaires devraient être traitées  
16 distinctement via un compte d'écart et de reports  
17 spécifique à ce programme-là, comme celles d'un  
18 programme commercial et non pas comme un programme  
19 d'efficacité énergétique. Ce n'en est pas un. Ni  
20 comme un approvisionnement.

21 Dans ce dernier cas, s'il s'agissait de le  
22 traiter comme un approvisionnement, bien, la  
23 question du statut même du programme serait  
24 soulevée. Puis si on le considère comme un  
25 approvisionnement, bien, il y aurait lieu aussi,

1 par voie de conséquence, de considérer le lancement  
2 d'un appel d'offres. À ce moment-là, bien, la Régie  
3 pourrait considérer que c'est ça la conclusion. Ce  
4 n'est pas ce qu'on propose, mais si ça devait être  
5 ça, à ce moment-là, on va considérer deux produits  
6 dont l'un comporte... c'est-à-dire le premier de  
7 deux étant l'acquisition de production  
8 additionnelle, comporte des coûts de transport et  
9 de distribution additionnels; et l'autre, une  
10 réduction de puissance en vertu d'un programme de  
11 gestion de la demande, comporte à l'opposé des  
12 coûts évités de transport et de distribution, ne  
13 serait-ce qu'une partie de ce qui est mis en  
14 preuve.

15 Alors, on ne dit pas non, n'allez pas dans  
16 cette direction-là, mais ça soulève cette question  
17 additionnelle-là si ça devait être envisagé.  
18 Finalement, en termes de séquence, bien, le bon  
19 temps des appuis financiers versés au terme d'un  
20 hiver, le Distributeur, si on comprend bien, va le  
21 constater dès le mois d'avril, avril, mai. Et donc,  
22 il pourrait pour l'année de base d'un dossier  
23 tarifaire, le déposer en preuve. Ce montant-là  
24 placé dans un compte d'écarts et de reports  
25 pourrait être récupéré dès la première année témoin



1           suivante. Ça nous apparaît être la façon la plus  
2           efficace et la plus simple, la plus adéquate de le  
3           faire. Je pense que ça complète ma présentation.

4           Me STEVE CADRIN :

5           Pas d'autres questions. Le témoin est disponible  
6           pour les contre-interrogatoires.

7           LA PRÉSIDENTE :

8           Merci. Alors, comme l'ACEF de Québec nous a  
9           souligné qu'il n'y avait pas de questions pour les  
10          autres intervenants, ça va être à Hydro-Québec  
11          Distribution.

12          Me SIMON TURMEL :

13          Le Distributeur n'aura pas de questions.

14          LA PRÉSIDENTE :

15          Maître Gariépy?

16          Me ANNIE GARIÉPY :

17          Je n'aurai pas de questions. Merci.

18          INTERROGÉ PAR LA FORMATION

19          LA PRÉSIDENTE :

20          Q. **[177]** Une question pour vous. Parce que, là, vous  
21          venez de me surprendre. Sur le rapport de suivi de  
22          l'agrégateur auprès du Distributeur.

23          M. JEAN-FRANÇOIS BLAIN :

24          R. Oui. C'était dans notre preuve, oui.

25          (14 h 52)

1 Q. [178] Oui. Mais je ne l'avais pas compris comme ça.  
2 Pourquoi, dans le sens où entre l'agrégateur et  
3 présumément ses clients parce qu'il va agir au nom  
4 de tiers. À moins que vous me disiez que ses  
5 clients ont nécessairement besoin d'une protection  
6 particulière puis c'est des conventions entre deux  
7 tiers puis le Distributeur lui-même fait affaire  
8 avec un de ces tiers-là, pourquoi le Distributeur  
9 devrait savoir combien l'agrégateur a remis de...  
10 une somme par rapport à d'autres?

11 R. D'abord, vous avez raison, selon les modalités de  
12 participation et le rôle des agrégateurs tel que  
13 décrit dans le Guide du participant, il y a une  
14 relation maintenant de responsabilité commerciale  
15 qui est établie entre un agrégateur et les  
16 différents clients qui sont réunis au sein d'un  
17 projet intégré. Ça devient donc, quant à la  
18 répartition des appuis financiers qui sont versés à  
19 la fin d'un hiver, une question de rapport  
20 commercial ou de liens d'affaires entre un  
21 agrégateur et ses clients réunis.

22 Les clients qui vont faire... les  
23 participants, les clients participants qui vont  
24 être réunis au sein d'un projet intégré d'un  
25 agrégateur ne devraient pas avoir plus, ni moins,

1 de droits, évidemment, que n'importe quel autre  
2 participant, qu'il soit individuel ou pas. Mais  
3 surtout, ce qu'on soulève, c'est qu'il s'agit de  
4 sommes importantes. Et il ne faudrait pas que des  
5 litiges, même entre des parties civiles étrangères  
6 au Distributeur, viennent causer un risque de  
7 discrédit au Programme.

8 Autrement dit, ce n'est pas... ce n'est pas  
9 le montant des sommes versées par client, puis le  
10 fait qu'un agrégateur conserverait dix (10) ou  
11 quinze pour cent (15 %) aux fins des services  
12 rendus, là, qui est important, c'est la juste  
13 répartition qui est faite par l'agregateur en  
14 fonction des réductions de puissance réelles de  
15 chacun des compteurs de chacun des clients réunis  
16 dans son projet qu'il est important de pouvoir  
17 valider.

18 Peut-être pas publiquement, peut-être que  
19 ces données-là pourraient être reçues par le  
20 Distributeur juste à des fins de vérification  
21 soumises à la Régie sur une base confidentielle,  
22 mais ça m'apparaît quand même important.

23 Q. [179] Alors c'est vraiment juste une question de  
24 risques de réputation au Programme et le fait qu'un  
25 client qui n'est pas content de son entente avec

1 son agrégateur pourrait s'en sortir annuellement  
2 puis se réappliquer lui-même auprès du Distributeur  
3 s'il rencontre le seuil de deux cents kilowatts  
4 (200 KW) ou qu'il se trouve un autre agrégateur  
5 s'il ne rencontre pas. Ce n'est pas quelque chose  
6 qui atténue votre crainte?

7 R. Bien en fait, je pense qu'il y a plus que juste le  
8 risque de réputation pour le Programme, il y a la  
9 question d'avoir l'ass... Parce que la Régie  
10 approuve un programme, approuve un appui financier,  
11 celui proposé ou un autre...

12 Q. **[180]** Je vous mets un cas extrême, là, ou en fait,  
13 qui pourrait être considéré dans les extrêmes.

14 R. Oui.

15 Q. **[181]** L'agrégateur se garde soixante-cinq dollars  
16 (65 \$)... soixante-neuf dollars (69 \$) des  
17 soixante-dix (70), il en offre un à son client en  
18 disant : « C'est moi qui fais tout l'ouvrage » puis  
19 que le client accepte. Je ne vous dis pas que ça...  
20 Je prends un exemple extrême, là, juste pour... Le  
21 client accepte. S'il y a un contrat en bonne et due  
22 forme entre le client puis l'agrégateur, si le  
23 client s'aperçoit par la suite que les autres  
24 clients, eux, ont eu droit à cinq dollars (5 \$) de  
25 cet agrégateur-là, il pourrait soit demander un

1 cinq dollars (5 \$) l'année d'après ou aller de lui-  
2 même auprès du Distributeur?

3 R. Bien, notre préoccupation ce n'est pas le  
4 pourcentage de commission qu'un agrégateur  
5 pourrait requérir uniformément ou distinctement de  
6 ses clients participants d'un projet intégré, ni  
7 même le niveau de ce... Mais c'est plus la question  
8 de la répartition des appuis financiers  
9 conformément à la réduction de puissance de chaque  
10 compteur, de chaque client comme pour n'importe  
11 quel autre participant au Programme, qu'il le fasse  
12 sur une base individuelle ou par l'entremise d'un  
13 intermédiaire. C'est plus ça la préoccupation.

14 Q. **[182]** Je vous remercie beaucoup. À moins que vous  
15 ayez un réinterrogatoire? On va vous remercier, on  
16 va vous libérer.

17 Me STEVE CADRIN :

18 Ça complète la preuve de l'ACEFO, merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Juste pour respecter ce qu'on avait dit tantôt, on  
21 va demander à l'Association des stations de ski de  
22 pouvoir s'installer.

23 (14 h 58)

1 PREUVE DE L'ASSQ

2 Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

3 Bonjour, Madame la Présidente, Madame, Monsieur les  
4 Régisseurs. Je présume qu'on commence par les  
5 assermentations, le panel des témoins. Donc, il y a  
6 monsieur Yves Juneau, président-directeur général  
7 de l'Association des stations de ski du Québec,  
8 monsieur Yannick Charette, directeur de projet à  
9 l'Association des stations de ski du Québec et  
10 monsieur Greg McCullough, vice-président opérations  
11 et expérience client pour les stations Les Sommets  
12 de la Vallée de Saint-Sauveur.

13

---

14 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce deuxième (2e)  
15 jour du mois d'octobre, ONT COMPARU :

16

17 YVES JUNEAU, président-directeur général de l'ASSQ,  
18 ayant une place d'affaires au 1347, rue Nationale,  
19 Terrebonne (Québec);

20

21 YANNICK CHARETTE, directeur de projet pour l'ASSQ,  
22 ayant une place d'affaires au 1347, rue Nationale,  
23 Terrebonne (Québec);

24

25 GREG McCULLOUGH, vice-président des opérations Les

1           Sommets de Saint-Sauveur, ayant une place  
2           d'affaires au 350, rue Saint-Denis, Saint-Sauveur  
3           (Québec);

4

5           LESQUELS, après avoir fait une affirmation  
6           solennelle, déposent et disent :

7

8           INTERROGÉS PAR Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

9           Q. **[183]** Alors, désolée pour le petit doublon. On a  
10          déposé au dossier les CV de monsieur Juneau et de  
11          monsieur Charette. Par contre, on n'a pas déposé le  
12          CV de monsieur McCullough, alors je commencerais  
13          par demander à monsieur McCullough : pouvez-vous  
14          expliquer à la Régie votre expérience par rapport à  
15          l'industrie du ski, au dossier de l'électricité et  
16          plus particulièrement par rapport au Programme GDP  
17          Affaires.

18          M. GREG McCULLOUGH :

19          R. Bon. J'ai trente-huit (38) ans d'expérience dans le  
20          domaine du ski comme directeur des opérations au  
21          Mont Saint-Sauveur depuis quatre-vingt-douze (92).  
22          J'ai comme aussi participé avec l'Association  
23          depuis plusieurs années, avec tous leurs efforts  
24          côté énergétique, économie, le développement d'un  
25          bon guide de pratique pour les autres stations de

1 ski. J'ai aussi été impliqué avec plusieurs  
2 dossiers avec Hydro-Québec concernant des  
3 efficacités d'enneigement, des programmes qui ont  
4 commencé plusieurs années passées avec les achats  
5 d'équipements efficaces que nous avons des  
6 subventions.

7 Aussi, je suis impliqué dans la première  
8 étape avec Hydro-Québec. Dans le temps, ça  
9 s'appelait « délestage ». Ça, c'est une  
10 tarification préférée appliquée pour les stations  
11 de ski. Puis j'ai aussi chapeauté des dossiers pour  
12 les six stations de ski qui tombent sur Les Sommets  
13 qui sont les Sommets de la Vallée. Et ça, ça  
14 représente à peu près quatre-vingts (80) dossiers  
15 avec Hydro, quatre-vingts (80) comptes commerciaux  
16 avec Hydro. Puis moi, je fais la tarification et  
17 gestion des tarifs puis toutes les autres analyses  
18 de tarification avec eux.

19 Q. **[184]** D'accord. Alors, Monsieur Juneau, vous avez  
20 participé à la préparation des documents déposés  
21 dans le présent dossier?

22 M. YVES JUNEAU :

23 R. Oui.

24 Q. **[185]** Vous acceptez qu'ils soient adoptés pour  
25 valoir à titre de témoignage écrit en l'instance?



1 R. Absolument.

2 Q. **[186]** Monsieur Charette, vous avez participé à la  
3 préparation des documents déposés dans le présent  
4 dossier?

5 M. YANNICK CHARETTE :

6 R. Oui.

7 Q. **[187]** Vous acceptez qu'ils soient adoptés pour  
8 valoir à titre de témoignage écrit en l'instance?

9 R. Absolument.

10 Q. **[188]** D'accord. Ma question pour Yves Juneau, s'il  
11 vous plaît. Pouvez-vous expliquer à la Régie qui  
12 est l'ASSQ et faire un bref historique du dossier  
13 de l'électricité pour les stations de ski du  
14 Québec?

15 M. YVES JUNEAU :

16 R. Merci, Marie-Annick. Alors, nous sommes ici  
17 aujourd'hui, on représente soixante-quinze (75)  
18 stations de ski qui sont répartis à travers seize  
19 (16) régions du Québec. On en cherche une aux Îles  
20 de la Madeleine, là, mais le reste, on est pas mal  
21 partout. Écoutez, ici, on est ici aujourd'hui parce  
22 que évidemment on aurait pu faire comme les  
23 observateurs puis transmettre une lettre à la Régie  
24 pour dire pour quelle raison pour vous le programme  
25 est important, mais on est vraiment ici parce

1 qu'au-delà de la théorie, nous, on voulait amener  
2 une expérience plus pratique pour pouvoir faire en  
3 sorte d'apporter un éclairage pertinent au  
4 Programme DGP. Donc, c'est vraiment un programme  
5 important pour nous et c'est la raison pour  
6 laquelle on se retrouve devant vous aujourd'hui.

7 (15 h 03)

8 On se retrouve aussi devant vous parce  
9 qu'on veut représenter nos stations, donc les  
10 soixante-quinze (75) dont trente-deux (32) sont des  
11 entreprises privées, les autres sont des OBNL ou  
12 encore des organismes municipaux. Le ski, c'est un  
13 point quatre million (1,4 M) de participants au  
14 Québec. J'espère que vous avez hâte à la saison qui  
15 s'en vient, n'est-ce pas? Et c'est l'activité  
16 hivernale de numéro un au Québec avec huit cent  
17 millions de dollars (800 M\$) en retombées  
18 économiques, des recettes fiscales de cent trente-  
19 sept millions (137 M\$) pour les deux paliers de  
20 gouvernement. C'est six point quart pour cent  
21 (6,4 %) du PIB touristique, trente-trois mille  
22 (33 000) emplois et un chiffre d'affaires de deux  
23 cent soixante-dix-huit millions (278 M\$).

24 Alors, pour nous, on vous donne ces  
25 chiffres-là parce que évidemment si on est ici,

1 c'est parce que la santé financière des stations de  
2 ski nous tient à coeur. Et puis ce programme-là,  
3 bien, c'est un programme important pour l'industrie  
4 et justement faire en sorte qu'on puisse continuer  
5 d'être en bonne santé financière.

6 Évidemment, du côté de la performance  
7 électrique des stations de ski, je vous dirais que  
8 chaque centre est vraiment particulier. On n'est  
9 pas comme des usines qui vont fabriquer dans le  
10 secteur alimentaire ou autre là, c'est vraiment...  
11 Nous, on a une production variable en fonction du  
12 profil de chaque montagne, ce qui amène une  
13 consommation électrique atypique.

14 Quand je vous parle d'importance pour la  
15 santé financière des stations du programme, c'est  
16 parce que les coûts d'électricité, ça représente  
17 entre seize point six pour cent (16,6 %) et vingt  
18 point six pour cent (20,6 %) de nos coûts  
19 d'opération. Notre principal coût, c'est celui de  
20 la main-d'oeuvre, mais ensuite, le deuxième poste  
21 de dépenses en importance, c'est l'électricité.

22 Évidemment, lorsqu'on a fait le dernier  
23 calcul, ça remonte en deux mille treize (2013),  
24 nous avons une facture totale de seize millions de  
25 dollars (16 M\$) pour l'électricité avec une

1 consommation annuelle d'un peu plus de cent vingt-  
2 six millions (126 M) de kilowattheures.

3 C'est sûr que dans le portrait global de la  
4 consommation d'électricité au Québec, on est quand  
5 même une petite industrie, on le reconnaît, mais  
6 par contre, ce genre de programme-là c'est  
7 important.

8 Quand on parle de facture d'électricité,  
9 bien il faut savoir que soixante-dix-huit pour cent  
10 (78 %) des coûts c'est relié à la fabrication de  
11 neige, à l'opération des remontées mécaniques et à  
12 l'éclairage des pistes pour le ski de soirée parce  
13 que c'est au Québec qu'on retrouve le plus grand  
14 nombre de stations en Amérique du Nord pour  
15 pratiquer le ski en soirée.

16 Au niveau de notre... des points plus  
17 spécifiques sur la consommation d'électricité, il  
18 faut savoir que pour nous, on remonte à plusieurs  
19 années avec un tarif qui existait auparavant pour  
20 les stations de ski qui était le TTFN, qui, en mil  
21 neuf cent quatre-vingt-dix-sept (1997), le  
22 gouvernement a annoncé qu'il serait aboli, mais  
23 avec une période transitoire qui a fait en sorte  
24 que pendant chaque année, à partir de quatre-vingt-  
25 dix-sept (97), il y a eu huit pour cent (8 %)

1 d'indexation annuelle sur le TTFN, en plus de  
2 l'indexation annuelle que la Régie consentait au  
3 Distributeur pour fixer ses tarifs.

4 Évidemment, cette disparition-là, pour  
5 nous, ça a été un coup dur parce que la fabrication  
6 de neige, comme je l'expliquais il y a quelques  
7 instants, c'est le plus important coût pour  
8 l'électricité pour les stations de ski. Et  
9 évidemment, avec les changements climatiques que  
10 l'on vit aujourd'hui, évidemment, de pouvoir  
11 planifier cette fabrication de neige là avec des  
12 tarifs qui sont bien connus, ça nous permettait  
13 d'optimiser, si on veut, notre production et de  
14 connaître la facture qui serait associée en bout de  
15 ligne avec notre production.

16 En plus de cet élément-là important dans  
17 notre historique, une chose qu'on a faite, étant  
18 donné l'importance des coûts d'électricité, c'est  
19 de mettre en place des outils pour nos stations  
20 membres, dont l'élaboration d'un guide de bonne  
21 pratique qui a été élaboré en collaboration avec  
22 monsieur McCullough qui l'a souligné tout à  
23 l'heure, et aussi d'autres stations de ski telles  
24 que le Mont-Tremblant, le Mont Sainte-Anne et avec  
25 aussi les gens de chez Hydro-Québec, pour mettre en

1 place des bonnes pratiques pour l'optimisation de  
2 la performance électrique des stations.

3 Enfin, j'aimerais souligner que nous avons  
4 comparu dans le cadre du dossier R-3972-2016 sur  
5 les avis susceptibles d'améliorer les pratiques  
6 tarifaires dans le domaine de l'électricité et du  
7 gaz naturel. C'était notre première visite à la  
8 Régie. Et aujourd'hui c'est notre deuxième. Et dans  
9 les recommandations, à ce moment-là, que la Régie  
10 avait formulées, on soulignait, pour les stations  
11 de ski, l'opportunité de mettre en place une  
12 tarification dynamique.

13 Et là, aujourd'hui, bien on se retrouve  
14 devant vous parce qu'en bout de ligne, ce qui a été  
15 l'outil le plus concret, celui qui a été vraiment  
16 mis en application dans nos stations, c'est  
17 vraiment le Programme GDP Affaires. Pour nous, ce  
18 programme-là, c'est, je vous dirais, un pas dans la  
19 bonne direction avec le Distributeur, c'est un  
20 partenariat.

21 Évidemment, quand on délaisse des  
22 kilowatts, on contribue à assurer la stabilité du  
23 réseau québécois. Et nous, bien évidemment, il y a  
24 une rétribution qui est accordée en fonction,  
25 justement, de l'effort qu'on a fait pour délester,

1 se retirer de la consommation d'électricité dans  
2 les périodes de pointe. Donc, c'est un apport  
3 financier qui est en lien avec le temps et les  
4 efforts que nous avons investis.

5 Ce qui est aussi quand même à considérer,  
6 c'est que les économies générées avec le Programme  
7 GDP, dans le cas des stations de ski, on voit  
8 vraiment qu'il y a un investissement qui est fait  
9 avec ces économies-là dans, soit le remplacement de  
10 canons qui sont plus énergivores avec des  
11 technologies plus performantes, moins énergivores.  
12 Et ça c'est, évidemment, un bénéfice additionnel du  
13 Programme dans lequel on ne tient pas toujours  
14 compte, là, de... au-delà de l'appui financier qui  
15 est associé au Programme.

16 (15 h 09)

17 Q. **[189]** Ma question s'adresse à monsieur McCullough.  
18 Pouvez-vous expliquer à la Régie ce que représente  
19 un appel de GDP pour une station de ski, les  
20 étapes, les démarches que vous avez à faire.

21 M. GREG McCULLOUGH :

22 R. Bon, mais pour une station de ski c'est pas  
23 évident. Quand nous avons inscrit dans cet  
24 programme, c'est un choix de la compagnie de voir  
25 si c'est rentable pour nous. Nous avons des coûts

1 fixes associés avec un démarrage et un système  
2 d'enneigement. Je donne une couple de chiffres  
3 techniques qui sont dans nos stations. Quand je  
4 parle, je parle de toutes les stations ensemble.  
5 So, quand nous roulons nos systèmes,  
6 habituellement, GDP arrive quand nous sommes en  
7 pleine production. Ça, c'est cent pour cent (100 %)  
8 de nos capacités de toutes nos stations.

9 So, ça, ça arrive que nous pompe treize  
10 mille (13 000) gallons, vingt mille (20 000) CFM  
11 par minute sur quatorze (14) kilomètres de  
12 canalisation. Nous roulons à peu près deux cent  
13 soixante-dix (270) fusils puis c'est requis à peu  
14 près quinze (15) à vingt (20) employés sur les  
15 lieux d'opérer le système.

16 Pour faire un arrêt de système, ça prend  
17 une période d'à peu près deux à trois heures parce  
18 que nous sommes pas Place Ville-Marie, nous  
19 travaillons sur des montagnes, sur des pistes à  
20 pic, aussi dans des situations dangereux. C'est des  
21 montagnes qui sont vraiment à pic. Le début des  
22 saisons, des fois, nous avons pas la couverture de  
23 neige, des quatre roues, le monde qui se promène  
24 dans la montagne, c'est pas évident.

25 Ça prend le, comme j'ai mentionné, les



1 trois heures de réactiver nos systèmes avec notre  
2 main-d'oeuvre, de faire la fermeture de chaque  
3 fusil que je parlais de deux cent soixante (270)  
4 fois, des besoins de drainer des fusils, tu as  
5 besoin de souffler l'air des lignes.

6 Nous avons toujours le danger pour les  
7 employés et aussi la chance de bris d'équipement.  
8 Si quelque chose est pas bien fait - puis oublie  
9 pas que la température qu'on travaille c'est  
10 habituellement moins vingt-quatre (-24) - so si un  
11 employé faire une erreur, nous avons un bris  
12 d'équipement, un fusil à neige aujourd'hui ça coûte  
13 entre cinq mille (5000) puis huit mille piastres  
14 (8000 \$). Si un employé sur un arrêt faire une  
15 erreur, mon économie avec l'arrêt c'est mangée par  
16 la réparation de machinerie ou une machine qui est  
17 brisée sur la montagne.

18 Une autre chose qui est pas évidente pour  
19 nous c'est le temps que ça prend pour nous de  
20 confirmer avec nos équipes qu'est-ce qu'on fait.  
21 Imaginez, vous vous êtes au travail, vous  
22 commencez, vous êtes en pleine production puis  
23 après ça, vous passez une message à votre staff que  
24 maintenant on ferme juste quand vous êtes rendu à  
25 la pointe.

1                   So, pour nous, la psychologie en arrière de  
2                   ça pour passer ça à nos employés, quand même que  
3                   c'est un bénéfice monétaire pour la station, c'est  
4                   pas facile. Mais on fait ça quand même parce que,  
5                   en bout de ligne, ça permet, comme Yves a  
6                   mentionné, pour nous de nous procurer d'autres  
7                   équipements.

8                   À Saint-Sauveur, cette année, nous avons  
9                   installé un nouveau système à une ligne totalement  
10                  automatisée que nous sommes capables de démarrer  
11                  avec nos téléphones cellulaires. You know, so nous  
12                  faisons des démarches pour améliorer nos conditions  
13                  mais c'est pas quelque chose qui est vraiment  
14                  facile pour nous côté opérationnel.

15                  Est-ce que c'est bien répondre?

16                  Q. **[190]** Oui, oui. On voulait mettre un exemple  
17                  probant de...

18                  R. Ah, la carte. O.K. Excusez-moi. Puis si vous  
19                  regardez ça, ça, c'est une installation typique  
20                  d'une station de ski. Si vous savez pas, sur ma  
21                  copie ici, ça, c'est le sommet Saint-Sauver Avila.

22                  Sur cette montagne, nous avons trois cents  
23                  (300) acres de terrain skiable à couvrir avec trois  
24                  cent soixante-dix (370) fusils situés sur la  
25                  montagne. Nous ne roulons pas tout ça en même temps

1 parce que c'est placé stratégiquement sur la  
2 montagne pour nous donner une bonne couverture de  
3 la montagne.

4 Mais imaginez-vous, en plein milieu du  
5 soir, monter une montagne en Ski-Doo à tel coin, à  
6 tel coin de faire une fermeture puis s'assurer que  
7 vous faites bien ça, et quand le GDP s'arrête, nous  
8 avons besoin de recommencer à zéro puis redémarrer  
9 le système puis il tombe à cent pour cent (100 %).  
10 So, ça prend nous le temps à faire les manoeuvres  
11 pour avoir l'économie.

12 Q. **[191]** Ensuite, donc, Monsieur McCullough, si la  
13 compensation financière du programme GDP Affaires  
14 était diminuée, comme client, comment vos stations  
15 réagiraient?

16 (15 h 15)

17 R. Bien, comme j'ai mentionné, nous avons des frais  
18 fixes associés avec un démarrage et arrêt du  
19 système. L'autre chose avec le programme qui, pour  
20 moi, c'est comme un, c'est pas toujours évident, et  
21 nous avons parlé de ça tantôt dans le point 2.2,  
22 dans le guide de participation, vous avez la  
23 moyenne de la réduction de puissance par compte  
24 admissible. Et qu'est-ce qui se passe avec notre  
25 fonctionnement, ça arrive que nous ne sommes pas en

1 opération pendant une certaine période à cause que  
2 c'est une fin de semaine ou une période très  
3 achalandée, que nous avons décidé de faire nos  
4 systèmes ou que nous avons arrêté de faire de la  
5 neige pendant une période parce que nous terminons  
6 habituellement notre enneigement vers la mi-  
7 janvier. Mi-janvier, fin de janvier, nous sommes  
8 terminés.

9 So, qu'est-ce qui se passe, le soixante-dix  
10 piastres (70 \$) sur la table l'année passée c'est  
11 coupé de moitié parce que, moi, j'ai manqué trois  
12 appels et dans le guide, « you know », Hydro a le  
13 droit de dire : O.K. Bon, vous n'êtes pas  
14 accessible déjà là. So, j'ai déjà fait un risque  
15 avec ça, d'avoir aucun retour sur mes efforts. So,  
16 si c'est une année moyenne puis, moi, je suis  
17 capable de réduire à cinquante pour cent (50 %) des  
18 appels, mais le soixante-dix (70 \$) c'est vraiment  
19 trente-cinq (35 \$) qui retourne à moi. En bas de  
20 trente-cinq piastres (35 \$) avec mon fixe... mon  
21 frais fixe et les inconvénients, c'est dur de dire  
22 que, nous, on embarque dans ça.

23 Puis l'autre chose aussi, c'est une  
24 question de situation au moment que la situation  
25 arrive. Si c'est avant Noël et nous avons aucune

1 piste ouverte et nous avons besoin d'ouvrir pour  
2 Noël, c'est sûr qu'ils nous disent : bien le  
3 soixante-dix piastres (70 \$), ça ne vaut pas la  
4 peine de prendre... de continuer nos opérations  
5 quand même. Parce que nous avons besoin d'ouvrir  
6 nos stations, puis une économie de soixante-dix  
7 piastres (70 \$) ça ne crédite pas les revenus  
8 perdus avec le système fermé.

9 So, nous avons besoin de faire la  
10 gymnastique de tout ça avant de faire la décision  
11 d'arrêter ou de continuer. Et nous faisons ça  
12 chaque fois, on regarde chaque station, où nous  
13 sommes situés, combien de pistes sont ouvertes,  
14 c'est quoi la chronologie, est-ce que ça affecte  
15 nos opérations? Des fois, on fait une hausse de  
16 tarification dépendamment des terrains ouverts. Si  
17 j'ai deux pistes ajoutées, je suis capable de  
18 tomber à plein prix, mais c'est un impact financier  
19 sur nos décisions ça aussi. So, c'est pas juste de  
20 mettre la « switch » à « off » puis tout le monde  
21 dort, c'est pas le cas.

22 Q. [192] Merci. Ma question est pour Yannick Charette.  
23 Lorsque les stations de ski répondent à un appel de  
24 GDP Affaires, la consommation électrique est-elle  
25 remplacée par une source d'énergie alternative?

1 M. YANNICK CHARETTE :

2 R. Bien pour débiter je commencerais avec  
3 l'enneigement des pistes. C'est sûr que, nous, tout  
4 ce qui est l'enneigement, bien c'est quelque chose  
5 qui est planifié à l'avance. Évidemment, les  
6 stations ont un nombre de mètres cubes à atteindre  
7 pour qu'elles puissent bien... que la saison puisse  
8 être bien lancée. Puis évidemment, bien le rythme  
9 pour atteindre cet objectif-là est dicté par la  
10 météo. Ça fait que c'est sûr que, nous, dans le cas  
11 des appels de GDP, bien nous c'est pas... il n'y a  
12 pas d'utilisation de génératrice ou quoi que ce  
13 soit pour l'utilisation des canons à neige. C'est  
14 vraiment une production qui va être remise à plus  
15 tard. Donc, quand il y a un appel de six (6 h) à  
16 neuf (9 h) ou de seize heures (16 h) à vingt heures  
17 (20 h), bien nous l'enneigement qui était prévu,  
18 toujours dans notre échancier de mètres cubes à  
19 réaliser, donc c'est remis à plus tard.

20 Dans le contexte des remontées mécaniques,  
21 c'est différent. Dans le cas d'un appel de six  
22 heures (6 h) à neuf heures (9 h) le matin, bien  
23 c'est sûr qu'on va avoir un report de l'heure  
24 d'ouverture, donc au lieu d'ouvrir des remontées  
25 mécaniques à huit heures (8 h), huit heures moins

1 quart, bien souvent, bien les stations vont prendre  
2 la décision d'aviser leur clientèle et d'ouvrir la  
3 station un petit peu plus tard. Et souvent, ils  
4 vont faire des ouvertures progressives de certains  
5 versants ou de certaines remontées.

6 Quand on parle des appels en soirée de  
7 seize heures (16 h) à vingt heures (20 h), bien on  
8 est un petit peu dans le même genre d'opération,  
9 dans le sens où certaines opérations vont être  
10 réduites, des fermetures de piste, on pense aussi à  
11 l'éclairage des pistes. Et dans certains cas, bien  
12 ça peut être la fermeture complète du domaine  
13 skiable, comme on a pu vivre la saison passée,  
14 entre autres avec des appels qui avaient eu lieu le  
15 vingt-sept (27) et le vingt-huit (28) décembre la  
16 saison dernière.

17 Q. **[193]** Monsieur Juneau, au sujet du volet  
18 agrégateur, pourriez-vous expliquer les raisons  
19 pour lesquelles l'ASSQ demande le maintien de ce  
20 volet?

21 M. YVES JUNEAU :

22 R. Bien écoutez, j'ai indiqué tout à l'heure qu'on  
23 représente soixante-quinze (75) stations de ski. On  
24 représente la totalité, il n'y en a pas d'autres,  
25 là, cherchez-en pas, elles sont toutes à

1 l'intérieur... regroupées à l'intérieur de l'ASSQ.  
2 Et évidemment c'est des réalités et des budgets  
3 opérationnels différents et le fait d'avoir  
4 l'objectif de récupérer le deux cents kilowatts  
5 (200 kW), ça, ça fait en sorte que, dans notre  
6 portefeuille de station, il y en a qui ne se  
7 qualifient pas. Et avec l'approche agrégateur,  
8 bien, là, on offre une équité par rapport au  
9 programme puis on offre aussi l'accessibilité à des  
10 plus petits clients affaires, des plus petites  
11 stations.

12 (15 h 20)

13 Je prends comme exemple le mont Orignal qui  
14 est situé dans la région de Chaudière-Appalaches,  
15 donc au Lac-Etchemin, pour eux, via le programme  
16 agrégateur, ils ne seraient pas en mesure de  
17 participer, mais grâce à ça, l'an dernier, nous,  
18 nous avons agi à titre d'agrégateur pour quelques  
19 stations et, pour eux, ça leur a permis d'aller  
20 récupérer un dix mille dollars (10 000 \$) avec ce  
21 programme-là. Et pour une station comme le mont  
22 Orignal, qui est une coopérative de solidarité, ça,  
23 ça peut faire toute la différence en bout de ligne  
24 sur, est-ce qu'on termine l'année dans le rouge ou  
25 on termine l'année avec un bénéfice. Donc, c'est



1 loin d'être marginal pour nos plus petites stations  
2 aussi.

3 Q. **[194]** Monsieur Charette, dans quelle mesure les  
4 modalités du programme GDP Affaires, les modalités  
5 autres que l'appui financier, sont-elles  
6 importantes pour les stations de ski?

7 M. YANNICK CHARETTE :

8 R. Bien, pour nous, c'est très important de maintenir  
9 la simplicité et la flexibilité du programme. Je  
10 pense, dans la présentation du Distributeur hier,  
11 je pense qu'il rappelait que c'était un point  
12 important pour assurer la participation des  
13 entreprises. Bien, nous, on confirme que nous  
14 tenons à cette flexibilité-là, à la simplicité de  
15 l'application du programme. Je pense que l'exemple  
16 de Greg et des sommets en est un bon. Nous,  
17 l'absence de pénalité en cas de non-participation,  
18 on parle d'une limite jusqu'à deux, est vraiment  
19 importante pour nous dans notre contexte  
20 d'opération.

21 On a juste à penser à l'hiver deux mille  
22 quinze-deux mille seize (2015-2016) où on a  
23 vraiment eu un hiver qui était vraiment plus chaud.  
24 Je me souviens, le temps des Fêtes, vingt-quatre  
25 (24), vingt-cinq (25), on pouvait aller courir à

1 l'extérieur en short, et tout ça. C'était vraiment  
2 exceptionnel comme température. Puis c'est nous...  
3 Bien, que nous, dans ce contexte-là, pour qu'on  
4 puisse bien participer au programme, bien, c'est  
5 sûr que l'absence de pénalité et tout ce qui est  
6 simplicité et flexibilité du programme, bien, c'est  
7 très important pour nous.

8 Q. [195] Monsieur Juneau, dans la mesure où le  
9 programme GDP Affaires serait maintenu pour une  
10 durée, pour une certaine durée, par exemple une  
11 période d'au moins cinq ans, comme on le  
12 recommande, prévoyez-vous que le contexte pourrait  
13 générer des retombées?

14 M. YVES JUNEAU :

15 R. Certainement. Avant de vous répondre, Maître  
16 Tourillon, je voudrais disputer mon collègue, parce  
17 que je pensais que l'hiver deux mille quinze-deux  
18 mille seize (2015-2016), on voulait l'oublier. Ça  
19 avait vraiment été pénible, parce qu'on avait  
20 vraiment passé à côté de la période des Fêtes, qui  
21 est la période cruciale. Pour nous, le programme  
22 GDP, c'est évident qu'il faut s'assurer d'avoir une  
23 vision long terme derrière cette initiative-là. On  
24 pense que la confirmation pour un minimum de cinq  
25 ans est souhaitable.

1 Et ça fait aussi en sorte que, pour nous,  
2 on va pouvoir aussi planifier notre renouvellement  
3 d'infrastructures et l'amélioration des systèmes de  
4 fabrication de neige, parce qu'il ne faut pas se le  
5 cacher, par rapport à d'autres juridictions comme  
6 le Vermont ou le Maine qui, eux, ont mis en place  
7 des initiatives pour remplacer leur système de  
8 fabrication de neige, nous, on est un petit peu à  
9 la traîne.

10 Greg a mentionné tout à l'heure qu'il vient  
11 d'investir au sommet dans l'automatisation d'une  
12 piste avec une facture de plus de un million de  
13 dollars (1 M\$). Alors, c'est certain que le GDP,  
14 ça, ça peut permettre de faciliter une  
15 planification en termes d'amélioration  
16 d'infrastructures de fabrication de neige. Et, ça,  
17 on en a grandement besoin pour la pérennité de nos  
18 stations étant donné qu'on va être soumis à de plus  
19 en plus de variations du côté climatique. Et, ça,  
20 ça veut dire que le programme va servir à mettre  
21 des sous dans les systèmes de contrôle, dans  
22 l'automatisation des systèmes. Et puis c'est  
23 définitivement quelque chose que l'on recherche.

24 Et d'ailleurs, la semaine dernière à  
25 Québec, il y a un fabricant de systèmes de

1 fabrication de neige au Québec, qui est situé à  
2 Boischatel, ils ont annoncé un investissement de  
3 deux millions (2 M\$). Ils vont rapatrier toute la  
4 production de leur filiale américaine ici au Québec  
5 pour tous les systèmes liés au contrôle et à  
6 l'automatisation des systèmes de fabrication de  
7 neige. Donc, c'est aussi des éléments qui viennent  
8 bonifier, je dirais, l'impact du programme quand on  
9 sait que, avec une stabilité et une rétribution  
10 adéquate, on va pouvoir se servir de ça comme aussi  
11 un outil pour planifier nos investissements et voir  
12 le retour sur investissements qu'on aura à long  
13 terme avec ça.

14 (15 h 25)

15           Donc, si je conclus, Madame la Présidente,  
16 pour nous, la période de cinq ans, ça serait  
17 souhaitable. Comme le Distributeur l'a mentionné  
18 lors de sa comparution, il est important de  
19 développer un lien de confiance avec les clients.  
20 Et je vous dirais qu'avec l'historique que nous  
21 avons du côté des stations de ski, c'est une  
22 confiance fragile et il faut, justement, faire en  
23 sorte qu'un programme comme celui-là, ça nous  
24 permet d'y croire quand on sait qu'il est là sur le  
25 long terme.

1                   Évidemment, pour nous, d'avoir la  
2                   possibilité de renouveler d'une année à l'autre,  
3                   c'est aussi important. Parce que chaque saison  
4                   amène son lot de défis particuliers, que ce soit au  
5                   niveau climatique, que ce soit au niveau  
6                   fréquentation, donc plus du côté de la performance  
7                   financière, du côté des investissements potentiels.  
8                   Donc, ça, pour nous, d'avoir la possibilité de  
9                   renouveler d'une année à l'autre, c'est  
10                  souhaitable. Et aussi, évidemment, on veut  
11                  conserver des modalités similaires d'une année à  
12                  l'autre.

13                 La question de la compensation financière,  
14                 je pense que monsieur McCullough vous a bien  
15                 expliqué les raisons pour lesquelles, avec une  
16                 telle gymnastique, nous, on ne voit pas comment ce  
17                 programme-là pourrait desservir notre industrie si  
18                 on n'était pas maintenu au seuil de soixante-dix  
19                 dollars (70 \$) le kilowatt pour l'effacement que  
20                 les stations de ski réussissent à faire.

21                 Évidemment, je vous dirais que, pour nous,  
22                 donc c'est une solution qui est intéressante. C'est  
23                 une solution qui... en termes de ce que la Régie  
24                 recommandait aussi lors du dossier, que j'ai  
25                 mentionné tout à l'heure, sur les avis susceptibles

1 d'améliorer les pratiques tarifaires, vous  
2 souhaitez avoir une tarification dynamique et, ça,  
3 je pense que c'est une gymnastique encore plus  
4 complexe et qui semble presque inatteignable du  
5 côté du Distributeur. Alors, un tien vaut mieux que  
6 deux tu l'auras et, pour nous, le GDP Affaires, on  
7 souhaiterait bien le conserver dans ce sens-là.

8 Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

9 Donc, ça clorait notre preuve.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Je vous remercie. Maître Turmel.

12 Me ANDRÉ TURMEL :

13 Bonjour, Madame la Présidente. André Turmel pour la  
14 FCEI. Une petite question.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 J'espère qu'elle est petite.

17 Me ANDRÉ TURMEL :

18 Pourquoi? Parce que je n'avais pas annoncé la  
19 question?

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parce que vous n'en aviez pas annoncé.

22 Me ANDRÉ TURMEL :

23 Oui, bien, c'est ça. Elle est très... elle est  
24 assez petite.

25

1 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL :

2 Q. **[196]** Dans les faits... Merci pour la présentation.

3 Est-ce que vous avez une idée peut-être pour une  
4 montagne moyenne ou... quel est l'effacement qu'il  
5 y aura de la pointe lors d'un événement GDP, disons  
6 pour une grande station ou une petite station? De  
7 combien de kilowatts parle-t-on en moyenne pour une  
8 station?

9 M. YVES JUNEAU :

10 R. Pour un appel?

11 Q. **[197]** Pour un appel GDP, oui...

12 R. Pour un appel de station?

13 Q. **[198]** ... disons, là, pour... sans nommer de  
14 station comme telle mais pour une petite station,  
15 une moyenne, une grande station. Avoir un ordre de  
16 grandeur?

17 M. GREG McCULLOUGH :

18 R. Une station moyenne avec un système assez  
19 performant, pour moi, c'est entre cinq (500) et  
20 sept cents kilowatts (700 kW).

21 Q. **[199]** Par événement?

22 R. Oui.

23 Q. **[200]** D'accord. O.K. Je vous remercie.

24 Me ANDRÉ TURMEL :

25 Est-ce que c'est assez court, Madame la Présidente?

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Ça a été parfait. Retenez ça, je ne le dis pas  
3 souvent. Ça va être au Distributeur.

4 Me SIMON TURMEL :

5 Oui, en fait, j'aurai une seule question puis c'est  
6 une question de précision.

7 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL :

8 Q. **[201]** Tout à l'heure vous avez parlé, justement,  
9 quand il y a un événement de GDP, quinze (15) à  
10 vingt (20) employés qui étaient nécessaires. Ça,  
11 c'est pour la station donc, St-Sauveur, c'est ça?

12 M. GREG McCULLOUGH :

13 R. Ça, c'est total.

14 Q. **[202]** Total...

15 R. Oui, on roule avec à peu près trois... nous, on  
16 appelle ça des stations satellites, des sommets. À  
17 part la station St-Sauveur, ils roulent avec une  
18 équipe de cinq. Des plus petites stations, avec des  
19 équipes de trois.

20 Q. **[203]** O.K.

21 R. Par vingt-quatre (24) heures. Par quart de travail  
22 de vingt-quatre (24) heures.

23 Q. **[204]** O.K. Puis deux cent soixante-dix (270)  
24 canons, ça, c'était à St-Sauveur?

25 R. Non, ça, c'est en tout.



1 Q. **[205]** En tout.

2 R. Ça, c'est en tout, oui. Nos capacités en total,  
3 c'est treize mille (13 000) gallons/minute et nous  
4 roulons deux cent soixante-dix (270) fusils partout  
5 dans la vallée en même temps.

6 (15 h 30)

7 Q. **[206]** Puis vous nous avez parlé, justement, des  
8 différentes démarches qui sont nécessaires pour  
9 pouvoir répondre à un appel de GDP. Combien de  
10 temps - bon, les appels sont prévus pour des plages  
11 horaire fixes, donc le matin de six (6 h) à neuf  
12 (9 h) ou en fin... les plages de GDP pour les  
13 appels de gestion de la demande - combien de temps  
14 vous avez besoin de commencer les démarches pour  
15 arrêter, par exemple, les stations dans... les  
16 canons dans une station de ski, pour être prêt au  
17 moment où la période de GDP commence?

18 M. GREG McCULLOUGH :

19 R. Si nous recevons un appel en après-midi, quatre  
20 heures (4 h) habituellement nous passons le message  
21 à l'équipe qui travaille le quart de travail de  
22 quatre (4 h) à minuit (12 h) pour commencer le plan  
23 de match de qu'est-ce qu'on ferme au début de  
24 l'appel. Puis nous suivons une séquence qui arrive  
25 que jusqu'à la dernière minute, so je n'ai pas

1 apporté avec moi un genre de grid, nous avons des  
2 grids qui démontrent les kilowattheures en  
3 consommation. Excusez-moi, les kilowatts en  
4 déclinaison quand la pointe arrive. So, quand vous  
5 regardez un de nos chiffres ou je ne sais pas le  
6 bon mot... Oui, exact, excuse-moi, la courbe de  
7 déclinaison, nous commençons trois (3 h), quatre  
8 heures (4 h) avant puis nous arrivons à la  
9 fermeture, vraiment au point de départ du GDP.

10 Q. **[207]** O.K. Puis après, une fois la période de GDP  
11 terminée, pour remettre le tout en opération?

12 R. La courbe... cette courbe c'est exactement la même  
13 dans l'autre sens. So, si vous regardez la courbe,  
14 les deux portions c'est à peu près trois heures  
15 chaque côté de la période d'arrêt avec le quatre  
16 heures entre les deux au milieu. So, c'est à peu  
17 près neuf heures de... mais ça dépend de la  
18 situation aussi, c'est pas toujours exactement la  
19 même, mais c'est trois, trois, quatre puis... c'est  
20 bon?

21 Q. **[208]** Ça fait le tour des questions. Merci.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Merci, Maître Turmel. Maître Gariépy?

24 Me ANNIE GARIÉPY :

25 Finalement, je n'aurai pas de questions.

1 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

2 Mme ESTHER FALARDEAU :

3 Q. **[209]** Est-ce que j'ai manqué ou vous avez une  
4 recommandation à l'effet que l'hiver commence le  
5 vingt et un (21) décembre. Il me semble que je n'ai  
6 pas entendu de commentaire à l'effet de cette  
7 recommandation-là. Est-ce que vous l'avez laissée  
8 tomber ou si...?

9 M. YVES JUNEAU :

10 R. Bien on avait répondu avec la DDR.

11 Q. **[210]** O.K.

12 R. Puis, pour nous, c'était la logique, si on veut,  
13 là, du commencement de la saison hivernale. Puis il  
14 faut savoir que la fenêtre d'opportunité, elle est  
15 très courte, hein. Évidemment, pour nous, d'avoir  
16 le premier (1er) décembre c'est un peu une épée de  
17 Damoclès par rapport au fait que la période des  
18 Fêtes c'est la période cruciale.

19 Q. **[211]** Parfait.

20 R. C'est un peu comme si on demandait aux commerces de  
21 détail : restez fermés avant Noël, là, puis vous  
22 ouvrirez...

23 Q. **[212]** Oui, oui, je comprends.

24 R. Donc, pour nous c'est... on a d'ailleurs demandé...  
25 maître Tourillon a demandé hier, a posé la question

1 à Hydro combien il y avait eu d'appels avant le  
2 vingt et un (21) décembre, je ne crois pas qu'on  
3 l'a trouvé dans le DDR, ça. Et puis on a demandé  
4 pourquoi on choisissait la date du premier (1er),  
5 parce que c'est quelque chose sur lequel on  
6 s'interroge.

7 Q. **[213]** Je vous remercie.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Q. **[214]** Bonjour, une question. Je voulais juste être  
10 sûre de bien comprendre votre propos. Vous nous  
11 avez dit que des fois, bon, évidemment que les  
12 heures d'effacement vous n'étiez pas capable de  
13 vous effacer parce que vous n'étiez pas en  
14 opération lors de certaines journées, donc ça  
15 venait amputer le montant que vous pouviez  
16 recevoir, là, d'aide financière. Madame Travieso,  
17 j'espère que je prononce comme il faut, nous a dit  
18 qu'en début de Programme Hydro-Québec vérifiait la  
19 capacité réelle des clients de s'effacer. Alors je  
20 voulais juste comprendre comment ce calcul-là se  
21 faisait dans votre cas particulier. Hydro-Québec,  
22 est-ce qu'ils prennent en compte en réalité les  
23 kilowatts que vous effacez lorsque vous êtes  
24 pleinement en opération et... ou est-ce qu'ils  
25 calculent la base minimale lorsque vous n'êtes pas

1 vraiment en fonctionnement pour déterminer les  
2 kilowatts que vous êtes capable de vous effacer. Je  
3 voulais juste voir si vous étiez dans votre pointe  
4 ou dans votre base.

5 M. YANNICK CHARETTE :

6 R. Bien en réalité, chacune des stations va compléter  
7 le formulaire, puis lorsqu'ils vont compléter le  
8 formulaire c'est sûr que, nous, quand ils vont  
9 indiquer le nombre de kilowatts qu'ils pensent  
10 délester lors des appels, bien c'est sûr qu'ils  
11 vont considérer la fabrication de neige qu'ils ont,  
12 les remontées mécaniques et toutes les autres  
13 opérations. Ça fait que c'est à ce moment-là qu'ils  
14 vont fixer le chiffre.

15 (15 h 35)

16 Ce qui arrive, par contre, effectivement si  
17 on arrive à la fin, ce que Greg exprimait c'est  
18 quand son nombre de mètres cubes est atteint en  
19 termes de fabrication de neige, puis ça, ça peut  
20 arriver à la mi-janvier ou au début février, c'est  
21 sûr que s'il y a un appel à la mi-février, bien ça  
22 vient affecter sa moyenne parce qu'à ce moment-là,  
23 bien il n'y a pas de kilowatts de fabrication de  
24 neige parce que la fabrication de neige est  
25 terminée.

1 Q. [215] C'est juste pour comprendre la logique  
2 économique. Mais si on devait... parce que là je  
3 comprends que vous vous inscrivez pour le maximum  
4 de kilowattheures en fonction des opérations, le  
5 maximum de chacune des stations de ski, si vous  
6 deviez vous inscrire au Programme en fonction de  
7 vos capacités minimums, je vais dire mettons que  
8 c'est pas une journée d'enneigement ou c'est pas...  
9 je ne sais pas à quelle fréquence vous devez  
10 enneiger les pistes, là, mais la période, la  
11 puissance de référence telle qu'on la comprend  
12 c'est l'effacement réel. Ça, elle est compensée.  
13 Est-ce que c'est... je réfléchis en même temps, là,  
14 mais est-ce qu'il n'y a pas une... j'essaie de voir  
15 si vous êtes pénalisé si ça devait être calculé en  
16 fonction de vos capacités minimums plutôt que vos  
17 capacités minimums... maximums.

18 M. GREG MCCULLOUGH :

19 R. Mais quand nous avons inscrit chez nous, je parle  
20 pour Les Sommets, nous avons inscrit juste nos  
21 équipements d'enneigement. Parce que nous avons  
22 décidé que de mettre les remontées, éclairages,  
23 d'autre chose, nous avons commencé avec ça. So, le  
24 chiffre que, moi, j'ai mis c'est le cent pour cent  
25 (100 %) de nos capacités enneigement. So, ma valeur

1 que j'ai reçue c'est dépendant des quantités  
2 d'arrêt que j'ai été obligé de faire l'année  
3 passée, j'ai manqué trois. So, ma moyenne de mon  
4 total prend chaque compteur, il fait la moyenne du  
5 compteur puis, moi, je suis comme pas pénalisé,  
6 mais je suis comme payé en conséquence de ma  
7 moyenne de tous les événements et pas juste les  
8 trois que j'ai faits.

9 Q. [216] Je comprends, allez-y.

10 M. YVES JUNEAU :

11 R. Si je peux peut-être préciser un petit peu. Dans le  
12 fond, on est un peu dans une course contre la  
13 montre, nous. C'est pour ça que la question du  
14 vingt et un (21) décembre revient, là. Il faut  
15 assurer d'avoir le produit en place pour le temps  
16 des Fêtes parce que c'est ça qui fait que les  
17 hôtels vont être occupés, les restaurants, les  
18 boutiques vont vendre leur équipement. Donc, on a  
19 vraiment cette course-là. Et ça, ça amène toutes  
20 les stations de ski à condenser leur fabrication de  
21 neige jusqu'à une période qui va s'étirer autour de  
22 la mi-janvier.

23 Après ça, bien cette portion de production  
24 là, si on veut, dans nos usines de fabrication de  
25 neige, elle peut être démarrée suite à un redoux et

1        puis le fait qu'on a eu des conditions météo  
2        défavorables, donc on va redémarrer nos systèmes de  
3        fabrication de neige, mais ça c'est vraiment des  
4        cas d'exception, là. On parle d'une ou deux  
5        stations qui vont le faire une fois dans l'hiver.

6                    Et là, si vous reprenez la charge  
7        d'électricité, bien quarante-trois pour cent  
8        (43 %), c'est la fabrication de neige. Donc à  
9        partir du moment où on va avoir des appels de GDP  
10       plus tard en saison, en janvier ou en février ou  
11       même en mars, nous, c'est presque automatiquement  
12       une grosse portion de l'engagement de délestage  
13       qu'on perd parce que c'est lié à la fabrication de  
14       neige, notre capacité de se retirer. Alors il nous  
15       reste les remontées mécaniques, il nous reste le  
16       ski de soirée. Bien le ski de soirée, si on ferme  
17       les lumières, on ne peut pas en avoir. Les  
18       remontées, on peut... si on a des stations avec  
19       plusieurs versants, là ça nous permet de gérer le  
20       trafic sur la montagne puis de garder certaines  
21       pistes accessibles avec un nombre limité de  
22       remontées.

23                    Et c'est ces stations-là qui réussissent à  
24       se qualifier pour l'ensemble des appels, celles  
25       qui... comme Greg a expliqué qu'il ne s'est engagé



1 que par rapport à sa capacité de fabrication de  
2 neige, bien tous les appels subséquents au cours de  
3 l'hiver, ça va venir réduire sa moyenne ou ça  
4 risque même de le disqualifier.

5 Q. [217] Je vous remercie beaucoup.

6 Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

7 Est-ce qu'on a bien répondu à votre question?

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Oui, oui, absolument.

10 Me MARIE-ANNICK TOURILLON :

11 Merci.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Je vous remercie beaucoup. À moins que vous ayez un  
14 réinterrogatoire. Alors je vous remercie, vous êtes  
15 libérés, merci beaucoup.

16 Maître Falardeau, auriez-vous la gentillesse de  
17 venir au micro s'il vous plaît? Parce qu'il est  
18 quatre heures moins vingt et vous aviez annoncé  
19 quarante minutes (40 min) de présentation et je  
20 vois maître Sicard qui n'en a que quinze (15)  
21 alors... alors on se demandait si... si on pouvait  
22 intervertir vous et UC, parce que c'était vous qui  
23 étiez supposé de passer, mais comme vous avez  
24 quarante minutes (40 min) je vous passerais peut-  
25 être demain matin, si ça ne vous dérange pas.

1 (15 h 40)

2 Me DENIS FALARDEAU :

3 Vous me permettez de me retourner. Je vais  
4 regarder...

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Allez-y!

7 Me DENIS FALARDEAU :

8 Et voilà!

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Je vois l'assentiment. Alors effectivement. Merci  
11 beaucoup. Et puis on va passer avec UC. Et puis à  
12 ce moment-là...

13

14 PREUVE DE UC

15

16 Me HÉLÈNE SICARD :

17 Bonjour. Hélène Sicard pour Union des  
18 consommateurs. Pendant que madame de Tilly  
19 s'installe, on a déjà déposé l'affidavit quant à  
20 l'adoption de la preuve C-UC-0007, si je ne me  
21 trompe pas; le c.v. est là. Donc, on va pouvoir,  
22 dès que madame de Tilly est prête, commencer son  
23 assermentation et la laisser procéder.

24

25 L'AN DEUX MILLE DIX-HUIT (2018), ce deuxième (2e)

1 jour du mois d'octobre, A COMPARU :

2

3 VIVIANE DE TILLY, analyste en énergie Union des  
4 consommateurs, ayant une place d'affaires au 7000,  
5 avenue du Parc, bureau 201, Montréal (Québec);

6

7 LAQUELLE, après avoir fait une affirmation  
8 solennelle, dépose et dit :

9

10 INTERROGÉE PAR Me HÉLÈNE SICARD :

11 Q. **[218]** Bonjour, Madame de Tilly. Je vous inviterais  
12 à procéder à votre présentation.

13 R. Oui. Ça va être très court. Alors, je ne reprendrai  
14 pas les éléments du mémoire parce que vous l'avez  
15 lu. Je vais peut-être insister sur certains points,  
16 sur certains éléments qui ont été discutés  
17 depuis... bien, surtout hier. Est-ce qu'un  
18 programme de gestion de la demande en puissance est  
19 souhaitable? Oui, assurément. Nous croyons que  
20 c'est nécessaire pour contribuer à l'équilibre en  
21 puissance, à l'équilibre énergétique et en  
22 puissance.

23 Maintenant, est-ce que la prime de  
24 soixante-dix dollars par kilowatt (70 \$/kW) est  
25 adéquate? Cela nous est beaucoup moins certain. En

1 fait, je crois qu'on est dans une espèce de  
2 paradigme, d'oeuf et la poule, lequel vient en  
3 premier. Parce qu'on nous dit que, pour des  
4 considérations commerciales, il faut fixer la prime  
5 à soixante-dix dollars par kilowatt (70 \$/kW) pour  
6 que les clients adhèrent. Enfin, hier, on nous a  
7 dit que c'est ce qu'on doit payer pour déclencher  
8 l'adhésion.

9 Mais en même temps, on nous dit qu'on n'a  
10 aucune indication qu'on paie trop ou qu'on paie  
11 trop peu. Donc, on est un peu dans un flou  
12 artistique sur la valeur de la prime pour le  
13 participant. Lorsqu'il y a eu un projet pilote, le  
14 Distributeur a utilisé la valeur de soixante-dix  
15 dollars par kilowatt (70 \$/kW), il me semble. Et je  
16 me demande si, à ce moment-là, le Distributeur n'a  
17 pas brûlé toutes ses cartes parce que, en annonçant  
18 un prix, c'était difficile par la suite de tester  
19 le marché avec des prix différents.

20 Et lorsque, dans des audiences comme celle  
21 qui se déroule aujourd'hui, on fait toujours  
22 référence à un coût évité, hein. La valeur pour le  
23 Distributeur d'un effacement, c'est cent dix  
24 dollars par kilowatt (110 \$/kW), bien, ça perturbe  
25 un peu le marché qui sait... Donc, le marché et les

1 participants savent qu'ils peuvent obtenir un prix  
2 important pour cette puissance-là.

3           Donc, c'est une condition commerciale, mais  
4 qui, d'autre part, n'a pas été documenté par le  
5 Distributeur. On a encore entendu, je crois, ce  
6 matin, dire qu'on n'a... le Distributeur n'a aucune  
7 information sur la réalité des coûts chez les  
8 clients. Et on pourrait s'étonner parce que dans la  
9 décision D-2018-025, au début de l'année, au début  
10 de deux mille dix-huit (2018), la Régie avait déjà  
11 fait des demandes... en fait le Distributeur savait  
12 qu'il aurait à revenir sur le dossier. Le  
13 Distributeur a eu quelques mois pour documenter  
14 vraiment la situation. Mais dans la preuve qu'il  
15 nous a soumise dans le présent dossier, c'est  
16 encore des anecdotes, « il est possible que », « on  
17 croit que ». Et il n'y a rien qui repose vraiment  
18 sur du solide.

19           Alors, ça, c'est les considérations  
20 commerciales. On nous dit, il nous faut soixante-  
21 dix dollars (70 \$) pour amener le client à  
22 participer. Et le deuxième argument, c'est que,  
23 bien, ça tombe bien parce qu'à soixante-dix dollars  
24 le kilowatt (70 \$/kW), ce programme-là est  
25 rentable.

1                   Évidemment, c'est une rentabilité qui  
2                   repose sur des hypothèses qui peuvent être  
3                   discutées. La première, c'est d'utiliser dans  
4                   l'analyse de rentabilité un coût évité de puissance  
5                   qui représente une annuité croissante. On a demandé  
6                   hier au Distributeur si c'était l'habitude qu'il  
7                   avait, est-ce que c'est toujours de cette façon-là  
8                   qu'est calculée la rentabilité de l'effacement en  
9                   puissance, on nous a dit oui. Et pourtant, je crois  
10                  qu'on a un document...

11                  (15 h 45)

12                  Q. **[219]** Je m'excuse, j'ai un document qu'on va  
13                  déposer, c'est un extrait du dossier R-3505...  
14                  3905, pardon, 2014, HQD-4, Document 4, page 5, C-  
15                  UC-0014. Alors ça nous donne les indica... Le  
16                  Distributeur, là, il mettait les informations sur  
17                  les indicateurs de coûts évités de la puissance.

18                  R. Oui, en fait, c'est deux extraits de deux documents  
19                  du dossier 3905. Le premier c'était pour rappeler  
20                  quel était le signal des coûts évités de court  
21                  terme et de long terme pour la puissance. Alors à  
22                  l'époque c'était vingt dollars (20 \$) jusqu'en deux  
23                  mille dix-sept (2017) et ensuite, ça a passé à  
24                  quarante-cinq dollars (45 \$). Et en bas, dans le  
25                  même dossier, Hydro-Québec nous avait fourni... et

1 c'est un extrait d'un chiffrier, le chiffrier sur  
2 le... Alors, le Distributeur nous avait fourni  
3 l'analyse de rentabilité du tarif DT qui procure un  
4 effacement en puissance. Et dans l'analyse de  
5 rentabilité, bien le coût évité en puissance qu'on  
6 utilise pour le court terme, donc pour les trois  
7 premières années, c'est vingt dollars (20 \$). Et à  
8 partir de deux mille dix-huit (2018), on passait  
9 aux coûts évités de long terme.

10 Enfin, c'est un exemple où on voit qu'à  
11 cette époque-là, le Distributeur n'utilisait pas  
12 notre unité croissante pour évaluer la rentabilité  
13 de ces effacements en puissance. Il y a peut-être  
14 quelque chose qui m'échappe, mais c'est ça. Mais je  
15 vais donner un autre exemple, maintenant, pour...  
16 Et peut-être que ça va toucher quelques  
17 préoccupations, ça va toucher quelques-unes de vos  
18 préoccupations. C'est le cas de l'option  
19 d'utilisation des groupes électrogènes de secours.

20 Alors, c'est... on est en deux mille six  
21 (2006), Hydro-Québec avait déposé une demande, et  
22 d'ailleurs, ça avait été approuvé par la Régie, qui  
23 permettait de rémunérer les clients qui  
24 s'effaçaient en puissance, les clients qui avaient  
25 un groupe électrogène, donc une génératrice. À

1 l'époque, on estimait qu'il y avait mille six cents  
2 (1600) groupes électrogènes de deux cents kilowatts  
3 (200 KW) et plus, ça représentait huit cent  
4 cinquante mégawatts (850 MW). Je peux vous dire  
5 c'est où, là, c'est dans le dossier 3603-2006, HQD-  
6 1, Document 1, page 23.

7           Donc, il y avait un potentiel de huit cent  
8 cinquante mégawatts (850 MW) d'effacement avec les  
9 génératrices d'urgence. Et on disait que... j'ai  
10 l'impression que c'est l'histoire qui se répète,  
11 l'adhésion est réservée aux clients M et L qui ont  
12 des groupes électrogènes avec une puissance  
13 nominale supérieure à deux cents kilowatts (200  
14 kW). On disait que les modalités seraient calquées  
15 un peu sur l'option d'électricité interruptible et  
16 on offrait comme rémunération le coût évité en  
17 puissance de court terme sur les marchés. Alors,  
18 c'est... Je trouve que ça ressemble beaucoup à ce  
19 qu'on vit présentement, là, dans le Programme de  
20 gestion de la demande en puissance, on offrait un  
21 crédit fixe de sept dollars (7 \$) par kilowatt.  
22 Et... Mais je dois dire cependant que ça a été un  
23 échec ce... il n'y a pas eu de participation, je  
24 crois, ou à peu près, ça a été abrogé. Mais entre  
25 sept dollars (7 \$) le kilowatt et soixante-dix



1 dollars (70 \$) le kilowatt actuel, il me semble que  
2 c'est dix (10) fois plus sur quelques années. Il  
3 aurait pu y avoir des nuances. Mais toujours est-il  
4 qu'on utilisait un coût de puissance de court  
5 terme.

6 Je vais conclure assez vite. Oui, pour ce  
7 qui est des coûts évités de distribution, la  
8 première chose c'est que j'ai trouvé très  
9 intéressante la ligne de questions de la Régie...  
10 de...

11 Q. **[220]** Maître Gariépy.

12 R. De maître Gariépy sur les coûts évités des clients  
13 OLG. Alors, on comprend qu'il y a vingt pour cent  
14 (20 %) des participants qui sont des clients grande  
15 puissance, qui n'évitent pas des coûts en  
16 distribution. Alors pour vingt pour cent (20 %)  
17 des... c'est ça, l'analyse de rentabilité devrait  
18 en tenir compte en partant qu'il n'y a pas de coûts  
19 évités en distribution pour les clients du LG.

20 Je rappelle encore que les extraits du  
21 manuel de la Californie sur l'évaluation des  
22 programmes en gestion de la demande, où on dit que  
23 vous allez utiliser les pleins coûts évités de  
24 distribution et de transport si vous démontrez que  
25 l'effacement a lieu au bon endroit, au bon moment

1 et avec certitude. Bon. Je crois que ça fait le  
2 tour pas mal de ce que j'avais à dire.

3 (15 h 50)

4 Q. **[221]** Merci, Madame de Tilly. Alors, le témoin est  
5 disponible pour contre-interrogatoire.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Je vous remercie. C'est parce que, mon prochain,  
8 c'est le Distributeur. Il est en...

9 Me HÉLÈNE SICARD :

10 Oui, je sais.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Maître Turmel.

13 CONTRE-INTERROGÉE PAR Me SIMON TURMEL :

14 Q. **[222]** Oui. Oui. Une simple question, une simple  
15 question de précision. Je veux être certain de bien  
16 avoir saisi ce que vous avez dit. Avez-vous, dans  
17 vos expressions, avez-vous bien dit que justement  
18 qu'un client qui est au LG, il n'y avait pas de  
19 coût de distribution?

20 Mme VIVIANE DE TILLY :

21 R. De coût évité.

22 Q. **[223]** O.K. Parfait. C'était la précision.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Maître Gariépy, avez-vous des questions?

25

1 Me ANNIE GARIÉPY :

2 Non, je n'aurai pas de questions. Merci.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 La Régie n'aura pas de questions. Je vous remercie  
5 beaucoup.

6 Mme VIVIANE DE TILLY :

7 R. Merci.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 C'était très clair.

10 Me HÉLÈNE SICARD :

11 Merci. Je vous demanderais de libérer le témoin.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Oui. Alors, merci, vous êtes présentement libérée.

14 Et puis ça va mettre fin à la portion pour  
15 aujourd'hui. Juste un instant.

16 Me SIMON TURMEL :

17 Juste un trente secondes.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 On va prendre une minute nous aussi, juste une...

20 On regardait les heures et les horaires parce qu'on  
21 se demandait si on devait commencer à huit heures  
22 trente (8 h 30) demain pour être... mais on a pas  
23 mal rattrapé le retard, ça fait qu'on va commencer  
24 à neuf heures (9 h 00) et puis on continuera  
25 jusqu'à... j'allais dire « jusqu'à ce que mort

1 s'ensuive », j'espère que non. Jusqu'à l'audience  
2 se termine. Et puis demain soir, il n'y aurait  
3 probablement... fort probablement pas aucune  
4 audience jeudi, de la façon que les présentations  
5 se déroulent. Alors, on va commencer demain matin à  
6 neuf heures (9 h 00). Je vous remercie.

7 FIN DE L'AUDIENCE

8

9 SERMENT D'OFFICE

10

11 Nous, soussignés, DANIELLE BERGERON et CLAUDE  
12 MORIN, sténographes officiels, certifions sous  
13 notre serment d'office que les pages qui précèdent  
14 sont et contiennent la transcription fidèle et  
15 exacte des notes prises dans cette cause au moyen  
16 de la sténotypie et du sténomasque.

17

18 Le tout, conformément à la loi.

19 Et nous avons signé,

20

21

---

22 DANIELLE BERGERON, s.o.

23

24

---

25 CLAUDE MORIN, s.o.