

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029  
DU DISTRIBUTEUR

DOSSIER : R-4110-2019 Phase 1

RÉGISSEURS : M. JOCELIN DUMAS, président  
Me LOUISE ROZON et  
Mme SYLVIE DURAND

AUDIENCE DU 12 JUILLET 2021  
PAR VISIOCONFÉRENCE

VOLUME 6

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS :

Me PIERRE R. FORTIN,  
Me LOUIS LEGAULT et  
Me MARILOU LEFRANÇOIS  
avocats de la Régie

REQUÉRANTE :

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

INTERVENANTS :

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

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

Me NICOLAS DUBÉ  
avocat de l'Association québécoise de la production  
d'énergie renouvelable (AQPER);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
avocat du Conseil des Atikamekw d'Opitciwan et du  
Regroupement pour la transition, l'innovation et  
l'efficacité énergétiques (OPITCIWAN-RTIÉÉ);

Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS  
avocat du Conseil québécois des entreprises en  
efficacité énergétique (CQ3E);

Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE  
avocate de la Fédération canadienne de l'entreprise  
indépendante (FCEI);

Me GABRIELLE CHAMPIGNY et  
Me FRANKLIN S. GERTLER  
Avocats du Regroupement des organismes  
environnementaux en énergie (ROÉÉ);

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

Me HÉLÈNE SICARD  
Avocate de l'Union des consommateurs.

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	6
PRÉLIMINAIRES	7
PREUVE AQCIE-CIFQ	7
JOCELYN B. ALLARD	
PAUL PAQUIN	
PIERRE VÉZINA	
INTERROGÉS PAR Me SYLVAIN LANOIX	9
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	42
PREUVE DE L'AQPER	
GABRIEL DURANY	
PASCAL CORMIER	
INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ	59
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL	115
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	118
PREUVE DE LA FCEI	
ANTOINE GOSSELIN	
INTERROGÉ PAR Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE	140
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	177
INTERROGÉ PAR LA FORMATION	183

PREUVE DU ROÉÉ

BERNARD SAULNIER

JEAN-PIERRE FINET

BERTRAND SCHEPPER

INTERROGÉS PAR Me GABRIELLE CHAMPIGNY 198

CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL 250

INTERROGÉS PAR LA FORMATION 252

---

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-1 (AQPER)	Parmi les participants nommés dans la pièce C-0038, identifier ceux dont les mégawatts effacés proviennent d'activités d'agrégation du secteur résidentiel (demandé par la formation)	139
-------------	---	-----

---

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce douzième  
2 (12e) jour du mois de juillet :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du douze (12)  
8 juillet deux mille vingt et un (2021) par  
9 visioconférence. Dossier R-4110-2019, Phase 1 :  
10 Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement  
11 2020-2029 du Distributeur. Poursuite de l'audience.

12

13 LE PRÉSIDENT :

14 Bonjour à tous. Alors, s'il n'y a pas de demande  
15 d'intervention pour des remarques de quiconque,  
16 alors nous poursuivra ce matin avec la preuve de  
17 l'AQCIE-CIFQ pour une période annoncée d'environ  
18 quarante-cinq (45) minutes.

19

20 PREUVE AQCIE-CIFQ

21

22 Me SYLVAIN LANOIX :

23 Bonjour, Monsieur le Président; bonjour, Mesdames  
24 les Régisseurs. Je crois que tout le panel est là.  
25 Il manquerait peut-être juste Pierre Vézina. Je ne

1 le vois pas d'afficher.

2 M. PIERRE VÉZINA :

3 Je suis bien présent.

4 Me SYLVAIN LANOIX :

5 Nous sommes tous là. Donc bonjour. Maître Sylvain  
6 Lanoix, procureur de l'AQCIE-CIFQ. Permettez-moi de  
7 vous présenter le panel qui présentera la preuve de  
8 ces intervenantes aujourd'hui. Tout d'abord,  
9 monsieur Paul Paquin, analyste mandaté par les deux  
10 intervenantes; monsieur Jocelyn Allard, président  
11 de l'Association québécoise des consommateurs  
12 industriels d'électricité; et monsieur Pierre  
13 Vézina, consultant représentant le Conseil de  
14 l'industrie forestière du Québec. Alors, Madame la  
15 Greffière, nous pouvons procéder à leur  
16 assermentation.

17

18 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce douzième  
19 (12e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

20

21 JOCELYN B. ALLARD, avocat, président Association  
22 québécoise des consommateurs industriels  
23 d'électricité, ayant une place d'affaires au 1010,  
24 rue Sherbrooke Ouest, suite 1600, Montréal  
25 (Québec);

1 PAUL PAQUIN, consultant en énergie, ayant une place  
2 d'affaires au 1685, croissant Séguin, Brossard  
3 (Québec);

4  
5 PIERRE VÉZINA, consultant en énergie et en  
6 environnement, conseiller et analyste externe pour  
7 le Conseil de l'industrie forestière du Québec,  
8 ayant une place d'affaires au 87, chemin du  
9 Godendard, Lac-Beauport (Québec);

10

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

13

14 INTERROGÉS PAR Me SYLVAIN LANOIX :

15 Merci, Madame la Greffière.

16 Q. [1] Alors, la preuve écrite des intervenantes est  
17 contenue dans le mémoire déposé par celles-ci et  
18 préparées sous la direction de l'analyste Paul  
19 Paquin qui se retrouve, le mémoire initial, sous la  
20 cote C-AQCIQ-CIFQ-0010 et 0011, donc version  
21 caviardée, version confidentielle, tel qu'amendé  
22 sous les cotes C-AQCIE-CIFQ-0020 et 0021.

23 De plus, les intervenantes ont produit des  
24 pièces dans le présent dossier sous les cotes  
25 C-AQCIE-CIFQ-0025 à 0028. Et il y a également une

1           présentation qui vous a été transmise qui pourra  
2           être projetée lors du témoignage de monsieur Paquin  
3           sous les cotes C-AQCIE-CIFQ-0029 et 0030, la  
4           version caviardée qui pourra servir aux fins de  
5           présentation était la cote 0029.

6                        Avant de débiter, je vais demander,  
7           Monsieur Paquin, avez-vous des corrections à  
8           apporter à votre mémoire C-AQCIE-CIFQ-0021?

9           M. PAUL PAQUIN :

10          R. Oui, j'aurais quelques corrections mineures, si on  
11          veut. Mais c'est quand même important. C'est  
12          concernant les références. Alors, à la page 4 à la  
13          référence 7, on devrait lire « B-0024 page 19 » et  
14          non pas « B-0019 page 19 ». À la page 7 à la  
15          référence 13, il faudrait lire « B-0042 page 34 »

16                        À la page 8, référence 14, il faudrait lire  
17          R-3470, et non pas R-3740.

18                        Alors, ce sont les seules corrections que  
19          je vais faire pour le moment.

20          Q. **[2]** Alors, Monsieur Paquin, adoptez-vous les  
21          documents précités comme valant comme votre  
22          témoignage dans ce présent dossier?

23          R. Oui.

24          Q. **[3]** Monsieur Allard, adoptez-vous ces documents  
25          précités comme valant votre témoignage dans le

1 présent dossier?

2 M. JOCELYN B. ALLARD :

3 R. Oui.

4 Q. **[4]** Et, Monsieur Vézina, adoptez-vous les documents  
5 précités comme valant votre témoignage dans le  
6 présent dossier?

7 M. PIERRE VÉZINA :

8 R. Oui, j'adopte.

9 Q. **[5]** Alors, nous allons débiter avec le témoignage  
10 de monsieur Paquin. Et monsieur Allard, monsieur  
11 Vézina pourront compléter par la suite avec leurs  
12 commentaires.

13 M. PAUL PAQUIN :

14 R. Oui, bonjour, Monsieur le Président et Mesdames les  
15 Régisseurs. Alors, la présentation reprend les  
16 faits saillants du mémoire, qui a déjà été  
17 présenté, et y apporte quelques informations  
18 supplémentaires, quelques ajustements, en tenant  
19 compte des informations fournies aux audiences.

20 Alors, la présentation de l'AQCIE et du  
21 CIFQ traite des sujets suivants : le critère de  
22 fiabilité en énergie du Distributeur; le critère de  
23 fiabilité en puissance du Distributeur; le critère  
24 de conception du réseau de transport; on va dire  
25 quelques mots sur Hilo; l'impact des moyens de

1 gestion de la puissance sur la facture des services  
2 de transport de la charge locale; les coûts évités  
3 de transport et de distribution.

4 Maintenant, l'aspect réglementaire du  
5 contrat de service concernant Hilo sera traité en  
6 argumentation.

7 Alors, le critère de fiabilité en énergie  
8 du Distributeur comprend trois aspects : l'énoncé  
9 du critère et l'interprétation qu'en fait Hydro-  
10 Québec Distribution; la disponibilité d'énergie sur  
11 les marchés de court terme hors Québec; et la  
12 disponibilité d'énergie sur les marchés de court  
13 terme au Québec.

14 Alors, l'énoncé du critère, c'est le  
15 suivant, c'est :

16 Satisfaire un scénario des besoins qui  
17 se situe à un écart type au-delà du  
18 scénario moyen à cinq ans d'avis,  
19 incluant l'aléa de la demande et  
20 l'aléa climatique, sans [recourir],  
21 vis-à-vis des marchés de court terme  
22 hors Québec, une dépendance supérieure  
23 à 6 TWh par année.

24 En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le  
25 Distributeur précise que cette dépendance est

1 applicable en ne considérant que la période  
2 hivernale. De plus, il considère que le volume  
3 d'achat qu'il peut réellement concrétiser sur les  
4 marchés est limité à sept... à trois térawattheures  
5 (3 TWh) durant la période hivernale, comme cela est  
6 confirmé à l'audience du cinq (5) juillet.

7 À l'audience du six (6) juillet, le  
8 Distributeur mentionne qu'il a déjà procédé à des  
9 achats de trois térawattheures (3 TWh) en hiver,  
10 mais il ne mentionne pas que cette quantité est le  
11 maximum qu'il aurait pu obtenir.

12 À l'audience du six (6) juillet, le  
13 Distributeur mentionne que : « C'est une notion  
14 qu'on avait depuis un certain nombre d'années dans  
15 les différents plans d'approvisionnement. » Là, on  
16 parle de la limite de trois térawattheures (3 TWh)  
17 sur la période hivernale.

18 Les intervenants ont consulté les deux  
19 derniers plans d'approvisionnement, ainsi que  
20 l'état d'avancement de chacun... annuel de chacun  
21 de ces plans et l'énoncé du critère de fiabilité en  
22 énergie ne mentionne aucune limite de trois  
23 térawattheures (3 TWh) sur la période hivernale.  
24 Cette limitation est une contrainte que le  
25 Distributeur s'impose.

1                   En se basant sur l'information fournie par  
2 le Distributeur, à B-0009, page 43, par exemple, on  
3 peut déduire que ce trois térawattheures (3 TWh)  
4 correspond à une importation en énergie sur  
5 quarante-cinq pour cent (45 %) des heures d'hiver  
6 sur les différents marchés identifiés par le  
7 Distributeur. Ceci ne nous apparaît pas  
8 contraignant et ambitieux.

9                   Alors, on peut se poser la question :  
10 pourquoi quarante-cinq pour cent (45 %) seulement?  
11 Pourquoi pas cinquante (50)? Pourquoi pas soixante  
12 pour cent (60 %)? On n'a aucune justification pour  
13 ce quarante-cinq pour cent (45 %).

14                   Alors, la conséquence de cette limite,  
15 c'est qu'il faut des approvisionnements à long  
16 terme dès deux mille vingt-sept (2027), même si le  
17 déficit d'énergie total n'est que de trois virgule  
18 sept térawattheures (3,7 TWh). On l'a ramené  
19 maintenant à trois virgule sept térawattheures  
20 (3,7 TWh), suite aux modifications sur les besoins  
21 d'énergie.

22                   Rappelons que dans sa décision D-2017-140,  
23 la Régie reconduit le critère de dépendance, vis-  
24 à-vis des marchés de court terme hors Québec, alors  
25 à cinq térawattheures (5 TWh) par année, mais il

1 n'a pas fait de mention d'une limite de trois  
2 térawattheures (3 TWh). Il s'agit donc d'un nouveau  
3 critère, et celui-ci n'a pas été justifié par le  
4 Distributeur ni autorisé par la Régie.

5 Alors, étant donné que cette limite de  
6 trois térawattheures (3 TWh) en période hivernale a  
7 un impact sur l'année où il faut procéder à des  
8 approvisionnements de long terme, l'AQCIE et le  
9 CIFQ considèrent que cette limite doit être  
10 autorisée par la Régie.

11 En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ  
12 recommandent à la Régie de ne pas reconnaître cette  
13 limite tant que le Distributeur n'aura dûment  
14 justifié cette limite.

15 Le délai n'a pas d'impact puisque même avec  
16 la limite actuelle et considérant la contribution  
17 du marché québécois dont on parlera plus loin, le  
18 besoin d'un approvisionnement de long terme en  
19 énergie ne serait pas requis avant deux mille  
20 vingt-neuf (2029).

21 Concernant la disponibilité d'énergie sur  
22 le marché court terme hors Québec. Au document  
23 B-009, le Distributeur présente la capacité de  
24 chacune des interconnexions en mode import durant  
25 la période hivernale compte tenu des limitations de

1           chacune, en se basant sur une utilisation à quatre-  
2           vingt-dix pour cent (90 %) des heures d'hiver, la  
3           capacité totale estimée est de six térawattheure  
4           (6 TWh).

5                       Maintenant, selon les intervenants, il  
6           pourrait y avoir d'autres possibilités à l'horizon  
7           deux mille vingt-sept (2027), parce qu'il est  
8           mentionné en référence, B-00432 page 22, qu'il y  
9           aura des discussions avec Nalcor Energy quant à la  
10          possibilité de transiter avec cette contre-partie.

11                      De plus, des achats pourraient être  
12          possibles, étant donné la nouvelle interconnexion  
13          avec le Maine, dont la mise en service est prévue  
14          en deux mille vingt-deux (2022).

15                      Ainsi, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que  
16          le Distributeur pourrait tirer davantage profit des  
17          marchés de court terme hors Québec autant en  
18          énergie qu'en puissance.

19                      Il est utile de mentionner que le  
20          Distributeur contribue à hauteur de quatre-vingt-  
21          six pour cent (86 %) du coût des interconnexions.

22                      Ainsi, pour l'année deux mille vingt  
23          (2020), en excluant le coût de service de  
24          l'interconnexion de Churchill Falls, sa  
25          contribution est de cent cinquante-cinq millions de

1 dollars (155 M\$), alors que la contribution des  
2 clients des clients de point à point n'est que de  
3 vingt-cinq virgule deux millions (25,2 M\$).

4 Maintenant, il y a également une  
5 disponibilité d'énergie sur le court terme au  
6 Québec. Ces dernières années cette énergie a été  
7 vendue à l'exportation comme le montre le tableau  
8 ci-dessous. Les données sont tirées du Rapport  
9 annuel d'Hydro-Québec.

10 On peut constater que pour les cinq  
11 dernières années les ventes ont été supérieures à  
12 trente térawattheure (30 TWh) et que le prix moyen  
13 payé est passé de quarante-neuf virgule soixante-  
14 six dollars du mégawattheure (49,66 \$/MWh) en deux  
15 mille seize (2016) à quarante-trois virgule six  
16 dollars du mégawattheure (43,06 \$/MWh) en deux  
17 mille vingt (2020).

18 Si cette énergie est disponible pour des  
19 ventes hors Québec, il n'y a pas de raison pour  
20 qu'elle ne soit pas disponible également pour le  
21 marché québécois.

22 D'ailleurs, il a été également démontré que  
23 le Producteur est très actif sur les marchés de  
24 court terme au Québec, notamment en fournissant  
25 soixante pour cent (60 %) des achats du

1 Distributeur sur la période deux mille quatorze  
2 deux mille dix-neuf (2014-2019).

3 Il est également à noter que sur cette  
4 période ces transactions entre le Producteur et le  
5 Distributeur ont été faites très majoritairement  
6 durant la période hivernale.

7 Il faut cependant prendre en considération  
8 le contrat d'exportation de neuf virgule quarante-  
9 cinq (9,45 TWh) par année vers la Nouvelle  
10 Angleterre, même s'il reste certaines étapes à  
11 réaliser.

12 En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ  
13 recommandent à la Régie d'exiger que le  
14 Distributeur prenne en considération la  
15 disponibilité d'énergie de plus de trente  
16 térawattheure (30 TWh) sur le marché du Québec pour  
17 ses achats de court terme.

18 Considérant l'énergie disponible du  
19 Producteur sur la période du Plan et reconnaissant  
20 la possibilité que le Producteur prenne d'autres  
21 engagements envers les réseaux voisins, l'AQCIE et  
22 le CIFQ sont d'avis que cette contribution devrait  
23 s'élever à plus de dix térawattheure (10 TWh).

24 En conclusion, selon l'AQCIE et le CIFQ, le  
25 critère de fiabilité en énergie devrait prendre en

1 considération les besoins durant la période  
2 hivernale et les besoins en dehors de cette  
3 période, et il devrait y avoir un critère de  
4 fiabilité en énergie pour chacune de ces périodes,  
5 en considérant la contribution des marchés de court  
6 terme hors Québec et les marchés de court terme au  
7 Québec.

8 Ainsi, considérant les possibilités de  
9 l'ensemble des marchés, soit québécois et hors du  
10 Québec, il apparaît qu'aucun approvisionnement de  
11 long terme en énergie n'est requis sur la période  
12 du Plan d'approvisionnement.

13 Selon les informations quant à l'écart de  
14 prix entre les achats de court terme et le prix des  
15 achats de long terme et la quantité d'énergie qu'il  
16 est prévu d'acheter sur le marché de long terme à  
17 partir de l'année deux mille vingt-sept (2027),  
18 l'AQCIE et le CIFQ évaluent la réduction du coût  
19 des achats d'énergie à cent seize millions de  
20 dollars (116 M\$).

21 Nous allons maintenant vous parler du  
22 critère de fiabilité en puissance. Pour ses achats  
23 de puissance, le Distributeur évalue la  
24 contribution maximale des marchés de court terme à  
25 onze cents mégawatts (1100 MW) en provenance des

1       marchés de New York et de la zone de réglage du  
2       Québec.

3               Le mémoire des intervenants présente  
4       l'évolution de ce critère. Au dossier 3864-2013, la  
5       contribution était estimée à mille cinq cents  
6       mégawatts (1500 MW), soit onze cents mégawatts  
7       (1100 MW) du marché de New York et quatre cents  
8       mégawatts (400 MW) du marché québécois.

9               Au dossier 3986-2016, la contribution a été  
10       ramenée à onze cents mégawatts (1100 MW) incluant  
11       le zone de réglage du Québec et le marché voisin.  
12       Dans le dossier actuel, la contribution est  
13       maintenue à onze cents mégawatts (1100 MW)  
14       exactement comme au dossier de 3986.

15               Hydro-Québec évalue le potentiel  
16       commercialement réalisable provenant du marché de  
17       New York et est inférieur à onze cents mégawatts  
18       (1100 MW). Selon les intervenants, Hydro-Québec  
19       Distribution sous-estime la contribution des  
20       marchés de court terme en puissance.

21               Considérant le marché de New York, le  
22       mémoire démontre qu'il n'y a pas de contrainte de  
23       transport sur le marché. La demande de pointe de  
24       cette zone de réglage est en été, ce qui laisse une  
25       disponibilité de puissance pour la pointe du

1 Distributeur qui, elle, se manifeste durant  
2 l'hiver.

3 Dans leur mémoire, les intervenants  
4 mentionnent une différence de plus de onze mille  
5 mégawatts (11 000 MW) entre les ressources  
6 disponibles sur le marché et les besoins en janvier  
7 de ce marché. À l'audience du cinq (5) juillet, le  
8 Distributeur mentionne qu'il n'a eu que dix pour  
9 cent (10 %) de contribution du marché de New York  
10 au dernier appel de puissance. Mais selon nous,  
11 cela doit être mis dans le contexte du marché du  
12 New York ISO où il y a une bourse pour le service  
13 UCAP. Ainsi, les quantités obtenues dépendent du  
14 prix offert.

15 À la référence indiquée, on constate que  
16 même au prix moyen très bas de un dollar quatorze  
17 US par kilowatt-hiver (1,14 \$US/kW-hiver) offert  
18 pour l'hiver deux mille dix-neuf, deux mille vingt  
19 (2019-2020), le Distributeur a reçu des offres pour  
20 onze cent soixante-quinze (1175 MW) de capacité  
21 UCAP alors que la capacité recherchée était de sept  
22 cents mégawatts (700 MW).

23 Ainsi, même à un prix très faible, le  
24 Distributeur a reçu des offres pour plus de onze  
25 cents mégawatts (1100 MW). On peut certainement

1           affirmer que l'offre d'un prix plus élevé, par  
2           exemple de l'ordre de grandeur du coût évité de  
3           vingt dollars du kilowatt (20 \$/kW), cela aurait  
4           certainement provoqué des offres de capacité  
5           beaucoup plus importantes. Ainsi, selon les  
6           intervenants, il est réaliste de considérer une  
7           capacité de onze cents mégawatts (1100 MW) en  
8           provenance du marché de New York.

9                        Concernant maintenant la zone d'équilibrage  
10           du Québec, notamment le Producteur. Un historique  
11           de la fiabilité en puissance du Producteur, celle  
12           de la période deux mille quinze-deux, mille vingt  
13           (2015-2020), montre que celui-ci dispose d'une  
14           capacité disponible importante. Un historique deux  
15           mille quatorze, deux mille dix-neuf (2014-2019) des  
16           achats de pointe du Distributeur montre que le  
17           Producteur répond régulièrement aux demandes du  
18           Distributeur concernant les achats de court terme à  
19           la pointe de la charge locale.

20                       Un historique de la capacité des clients de  
21           point à point sur le réseau de transport lors de la  
22           demande de pointe du Distributeur montre un niveau  
23           de transit supérieur à trois mille mégawatts  
24           (3000 MW) depuis deux mille seize (2016). Et on  
25           peut considérer que la plus grande partie des

1 besoins de point à point du Transporteur implique  
2 le Producteur. Et à cela montre qu'il y a une  
3 disponibilité importante à la pointe de la charge  
4 locale.

5 Il faut également considérer la fin des  
6 contrats d'électricité de base et cyclable et du  
7 contrat de Puissance rappelée entre le Producteur  
8 et le Distributeur. Les engagements du Distributeur  
9 ainsi diminuent de onze cents mégawatts (1100 MW)  
10 et ce qui augmente évidemment sa capacité  
11 disponible pour l'hiver deux mille vingt-sept, deux  
12 mille vingt-huit (2027-2028).

13 Alors, en conclusion, en ne considérant que  
14 le marché de New York et le marché québécois, les  
15 intervenants recommandent de fixer la contribution  
16 en puissance des marchés de court terme à deux  
17 mille mégawatts (2000 MW). Cette valeur apparaît  
18 raisonnable et même conservatrice.

19 Les intervenants évaluent qu'une  
20 augmentation de la contribution en puissance des  
21 marchés de court terme de onze cents (1100) à deux  
22 mille mégawatts (2000 MW) permettrait de réduire  
23 les coûts des approvisionnements de deux cent deux  
24 millions (202 M). Cet impact se concrétise aux deux  
25 dernières années du plan d'approvisionnement.

1                   Nous allons parler maintenant, du critère  
2 de conception du réseau de transport. Le critère de  
3 conception du réseau de transport stipule que le :  
4                   [...] réseau de transport est conçu  
5 pour acheminer des besoins prévus  
6 correspondants [à] 4 000 MW de plus  
7 que la pointe de charge normale.

8 Cette valeur de quatre mille mégawatts (4000 MW) :  
9                   [...] correspond à l'impact de l'aléa  
10 global, climatique et prévisionnel,  
11 sur les besoins en puissance à la  
12 pointe, lorsque deux écarts-types sont  
13 considérés.

14 Par ailleurs, dans un dossier antérieur, le  
15 Distributeur :

16                   [...] confirme que le critère répond  
17 aux exigences du NPCC.

18 Or, le NPCC définit la condition extrême de la  
19 demande comme étant :

20                   [The] peak load conditions resulting  
21 from extreme weather.

22 Il apparaît donc que le critère du Distributeur est  
23 plus sévère que celui du NPCC, puisque le  
24 Distributeur utilise un aléa global, soit  
25 climatique et prévisionnel, alors que celui du

1 NPCC, uniquement le facteur climatique.

2 Par ailleurs, en réponse à une demande des  
3 intervenants, le Distributeur présente un tableau  
4 qui montre un historique des besoins réels en  
5 puissance à la pointe et la prévision des besoins  
6 inscrits aux plans des approvisionnements.

7 L'AQOCIE et le CIFQ constatent que sur une  
8 période de dix-sept (17) ans, l'écart maximal a été  
9 de trois mille deux cent vingt-six mégawatts  
10 (3226 MW), soit une valeur largement inférieure aux  
11 quatre mille mégawatts (4000 MW).

12 À partir de ces considérations, l'AQOCIE et  
13 le CIFQ recommandent à la Régie de fixer le critère  
14 de conception du réseau de transport à une  
15 augmentation des besoins correspondant à l'écart  
16 maximal observé sur la période deux mille un, deux  
17 mille dix-sept (2001-2017), soit trois mille deux  
18 cent vingt-six mégawatts (3226 MW). Cette valeur  
19 correspond approximativement à deux écarts-types de  
20 l'aléa climatique, ce qui serait similaire au  
21 critère du NPCC.

22 Alors, pour les motifs invoqués au mémoire,  
23 il n'est pas possible d'identifier les coûts  
24 associés à l'application du critère de conception  
25 du réseau de transport, puisque ceux-ci :

1                                   [... ] sont imputés aux nouvelles  
2                                   ressources intégrées et pour  
3                                   lesquelles un service de transport  
4                                   ferme est demandé.

5           Cependant, cela ne signifie pas qu'il n'y a pas de  
6           coûts associés à l'application du critère. Il y a  
7           lieu de réduire ces coûts en retenant un critère  
8           moins sévère qui soit cohérent avec l'expérience  
9           passée.

10                               Maintenant, nous allons passer à Hilo.  
11           Concernant l'entente-cadre et le contrat de service  
12           conclus entre Hilo et le Distributeur, notre  
13           analyse s'est concentrée sur : la rémunération des  
14           services de Hilo; une comparaison avec les autres  
15           mesures de gestion de puissance; et quelques mots,  
16           enfin, sur Hilo Affaires.

17                               La rémunération du service de Hilo  
18           comprend : une composante pour le service GDP, soit  
19           gestion de puissance; et une composante pour autres  
20           services.

21                               Là, il y a quelques petites parties du  
22           texte qui est caviardé. Alors, je vais faire,  
23           évidemment... faire attention pour ne rien révéler.

24                               Alors, concernant la composante pour le  
25           service GDP. La rémunération pour le service de GDP

1 est de la valeur indiquée au contrat indexée à deux  
2 pour cent (2 %) pour la période de puissance  
3 admissible sur une période de dix (10) ans. Lors  
4 des audiences à huis clos, Hydro-Québec a fourni  
5 des informations en rapport avec cette valeur.

6 Selon l'AQCIE et le CIFQ, le Distributeur  
7 fait une mauvaise utilisation des coûts évités de  
8 transport et de distribution. En effet, dans sa  
9 décision D-2009-164, concernant le dossier GDP  
10 Affaires, la Régie mentionne qu'il n'y a pas lieu  
11 d'utiliser des coûts évités de long terme sur  
12 l'ensemble de la période d'analyse. Alors, je ne  
13 lis pas complètement toute le texte, là. Ça se  
14 résume à peu près à ce que je viens de dire.

15 Dans cette même décision, la Régie  
16 mentionne qu'elle :

17 [...] considère que la preuve au  
18 dossier est insuffisante pour conclure  
19 sur l'[utilisation] en totalité ou en  
20 partie des coûts évités de transport  
21 et de distribution dans l'analyse  
22 économique du Programme. Dans ces  
23 circonstances, elle accorde une valeur  
24 de 0 \$ à ces coûts évités dans le  
25 cadre de l'analyse du TNT.

1                   La Régie considère donc que dans le cas de  
2 GDP Affaires, la rentabilité doit prendre en  
3 considération l'année où les approvisionnements de  
4 long terme sont requis et exclure de l'analyse les  
5 coûts évités de transport et de distribution. Selon  
6 les intervenants, le service de GDP d'Hilo est très  
7 semblable à celui des GDP Affaires et les mêmes  
8 paramètres économiques devraient s'appliquer.

9                   Maintenant, concernant la composante  
10 « Autres services ». Le prix par client est indiqué  
11 au contrat. Le prix par kilowatt est indiqué à,  
12 B-0144, page 17, en retenant une hypothèse quant à  
13 la capacité par client.

14                   Lors des audiences, le seul service  
15 identifié est la reprise après pannes. Et lors des  
16 audiences à huis clos, le Distributeur évalue ce  
17 service à la valeur indiquée à la référence. Et le  
18 Distributeur mentionne que la période de rodage de  
19 deux ans permettra de définir les Autres services.

20                   Faisons maintenant une comparaison entre le  
21 service d'Hilo et les autres mesures de gestion de  
22 puissance, soit l'option d'électricité  
23 interruptible et le tarif GDP Affaires.

24                   La comparaison avec l'option d'électricité  
25 interruptible. Le crédit accordé pour l'option

1 d'interruptible comprend une composante fixe en  
2 dollars par kilowatt (\$/kW) et une composante  
3 variable basée sur l'énergie et selon les modalités  
4 de l'Option I de l'option d'énergie d'électricité  
5 interruptible, le montant maximum qui serait payé  
6 est de quarante dollars du kilowatt (40 \$/KW).

7 Selon un historique des cinq dernières  
8 année, le prix payé par le Distributeur a été de  
9 quatorze virgule cinquante-cinq dollars du kilowatt  
10 (14,55 \$/kW). Dans son mémoire, l'AQCIE et le CIFQ  
11 présentent un tableau obtenu du Distributeur  
12 montrant des modalités d'application de l'option  
13 d'électricité interruptible par rapport à celui de  
14 Hilo.

15 Et les intervenants concluent. On peut  
16 constater que les modalités sont très semblables et  
17 selon les intervenants les différences ne  
18 justifient pas la rémunération refaite à Hilo.

19 Comparaison maintenant avec GDP Affaires.  
20 La proposition de tarif pour GDP Affaires déposée  
21 par le Distributeur comprend une partie fixe  
22 seulement, mais cette partie fixe varie selon  
23 diverses strates de capacité. Ainsi, pour des  
24 capacités effacées inférieures à deux cents  
25 kilowatts (200 kW), l'appui financier est de

1           soixante-cinq dollars du kilowatt (65 \$/kW). Des  
2           capacités plus élevés, par exemple, cinq mille  
3           kilowatts (5000 kW), le prix moyen est d'environ  
4           quarante-neuf dollars du kilowatt (49 \$/kW).

5                     Ainsi, la rémunération pour le service de  
6           Hilo, selon le Distributeur, est justifiée dans le  
7           document confidentiel. Mais les explications  
8           fournies selon les intervenants permettent de  
9           distinguer les principales différences entre les  
10          deux programmes, mais elles ne présentent aucune  
11          information concrète qui permettrait de quantifier  
12          ces différences et de justifier le prix du service  
13          de Hilo.

14                    Selon l'AQCIE et le CIFQ, les informations  
15          disponibles ne permettent pas de justifier la  
16          rémunération convenue entre le Distributeur et  
17          Hilo. L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de  
18          préciser dès maintenant que le Distributeur devrait  
19          privilégier l'atteinte de la pleine capacité des  
20          mesures moins coûteuses et les plus souples avant  
21          de considérer des apports de Hilo.

22                    Le fait que la clientèle ne sera pas  
23          affectée par les coûts du service pour les quatre  
24          prochaines années ne doit pas être considéré comme  
25          une raison valable pour retarder cet ajustement

1           puisque le Distributeur doit également considérer  
2           que d'autres clients pourraient tirer avantage de  
3           la mise en place de certaines mesures au bénéfice  
4           du Distributeur.

5                         Par exemple, l'amélioration des conditions  
6           d'électricité interruptible permettrait d'en  
7           augmenter significativement la quantité selon les  
8           industrielles et les quantités additionnelles  
9           pourraient être disponibles à très court terme. Il  
10          ne faudrait pas qu'au dossier tarifaire de deux  
11          mille (2025), on soit devant un fait accompli de  
12          sorte qu'il faille compter sur les services de Hilo  
13          pour satisfaire les besoins du Distributeur, même  
14          si d'autres options seraient moins coûteuses.

15                        Quelques mots maintenant concernant Hilo  
16          Affaires. Ce que nous retenons des réponses du  
17          Distributeur, c'est qu'il n'y a pas de contrat avec  
18          Hilo concernant la portion Affaires, il n'y a pas  
19          de rémunération de prévue des effacements de Hilo  
20          Affaires et le Distributeur a communiqué à Hilo les  
21          caractéristiques de GDP, de son programme, de son  
22          tarif GDP Affaires afin de s'assurer que Hilo  
23          n'empiète pas sur les clients du tarif GDP  
24          Affaires.

25                        Selon l'AQCIE et le CIFQ, Hilo devait être

1 considéré un agrégateur comme les autres et se  
2 limiter à utiliser les appuis financiers offerts  
3 par le Distributeur à sa clientèle, tels  
4 qu'approuvés par la Régie.

5 Nous allons passer maintenant à l'impact  
6 des moyens de gestion de la puissance sur la  
7 facture des services de transport de la charge  
8 locale. Les revenus annuels du Transporteur  
9 concernant la charge locale correspondent au tarif  
10 annuel du Transporteur multiplié par les besoins  
11 des services du transport du Distributeur. Ainsi Le  
12 Distributeur fournit au Transporteur la prévision  
13 des besoins de l'ensemble des clients et les  
14 besoins indiqués sont ceux prévus avant la  
15 réduction pour les mesures de gestion de la demande  
16 en puissance. Étant donné que les mesures de  
17 gestion de la puissance contribuent à réduire les  
18 besoins à la source, ce qui permet de réduire les  
19 investissements requis sur le réseau de transport,  
20 l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger  
21 que le Distributeur prenne en compte cette  
22 réduction puisqu'il fournit au Transporteur ses  
23 besoins de transport. Selon l'évaluation des  
24 intervenants, la diminution de la facture de  
25 transport que doit assumer le Distributeur serait

1 de onze millions de dollars (11 M\$) en utilisant  
2 les données de deux mille dix-neuf (2019).

3 Ici, on présente un tableau qui indique de  
4 quelle façon ce onze millions (11 M\$) a été obtenu.

5 Étant donné la croissance importante des  
6 mesures GDP, l'impact deviendra de plus en plus  
7 important. Ainsi, il ne serait ni cohérent ni  
8 équitable que le Distributeur, d'une part, prenne  
9 en considération les coûts évités de transport et  
10 de distribution pour la détermination du prix des  
11 mesures de gestion et, d'autre part, paie le  
12 Transporteur pour des équipements qui ne seront pas  
13 nécessaires à la charge locale en raison de  
14 l'implantation de ces mesures.

15 Enfin, nous allons traiter des coûts évités  
16 de transport et de distribution. Le Distributeur  
17 mentionne qu'il a amorcé des travaux avec le  
18 Transporteur afin d'analyser de façon plus poussée  
19 l'impact de différents moyens de gestion de la  
20 puissance sur les besoins du réseau. Il mentionne  
21 également :

22 Le Transporteur et le Distributeur  
23 suggèrent que l'application d'un  
24 facteur de quatre-vingt pour cent  
25 (80 %) au coût évité de transport

1                                    permet de refléter raisonnablement  
2                                    l'absence de coïncidence parfaite  
3                                    entre les pointes des différents  
4                                    postes.

5                                    Les estimations du Distributeur  
6                                    indiquent qu'environ quarante pour  
7                                    cent (40 %) des investissements  
8                                    historiques en croissance sont dédiés  
9                                    à la gestion de la pointe.

10                                  Ainsi, selon le Distributeur la réduction des  
11                                  besoins résultant des mesures GDP ont un impact sur  
12                                  les besoins des équipements de transport et de  
13                                  distribution. On peut se rappeler que la prise en  
14                                  compte des coûts évités a été discuté, dans le  
15                                  dossier R-4041, le dossier GDP Affaires, dans le  
16                                  dossier R-4127 qui parlait des mesures de soutien  
17                                  au développement des serres et dans le dossier  
18                                  actuel notamment, pour la contribution versée à  
19                                  Hilo.

20                                  Alors, étant donné l'impact que peut avoir  
21                                  la mesure des coûts évités de transport et de  
22                                  distribution dans l'analyse de la rentabilité des  
23                                  projets, les intervenants recommandent à la Régie  
24                                  de fixer un échéancier au Distributeur afin que les  
25                                  résultats puissent être utilisés à court terme.

1                   En attendant ces conclusions à venir  
2                   concernant ce sujet, le Distributeur pourrait, à  
3                   tout le moins, présenter les éléments qui lui ont  
4                   permis de justifier la valeur de quatre-vingts pour  
5                   cent (80 %) des coûts évités pour le Transporteur  
6                   et de la valeur de quarante pour cent (40 %) des  
7                   coûts évités de distribution.

8                   Alors, ceci termine ma présentation. Je  
9                   vous remercie de votre attention.

10                  Me SYLVAIN LANOIX :

11                  Merci, Monsieur Paquin. J'inviterais monsieur  
12                  Allard à compléter avec ses commentaires dans un  
13                  premier temps.

14                  M. JOCELYN B. ALLARD :

15                  R. Je n'ai pas rien à rajouter à ce que monsieur  
16                  Paquin, évidemment, a fait comme analyse et  
17                  qu'on... dont nous avons discuté. Peut-être, tout  
18                  simplement, de mentionner... puis, ça fait peut-  
19                  être... ça va peut-être toucher plus à l'aspect...  
20                  tout ce qui concerne la question de confidentialité  
21                  avec Hilo.

22                  Évidemment, l'AQCIE est toujours en faveur  
23                  de la plus grande transparence, en ce qui concerne  
24                  les coûts du Distributeur ou du Transporteur.

25                  Alors, c'est un discours que nous avons de façon

1 constante au cours années. La meilleure façon  
2 d'assurer le meilleur service, mais au meilleur  
3 coût pour la clientèle, c'est évidemment d'avoir de  
4 l'information qui soit fournie et qu'on puisse  
5 analyser. C'est la raison pour laquelle on a  
6 toujours supporté les exercices que la Régie de  
7 l'énergie mène, dans la fixation des tarifs, dans  
8 la reconnaissance des coûts, pour éviter de la  
9 surqualité, en langage du domaine, d'avoir des  
10 réseaux chromés.

11 Alors, dans tous ces aspects, incluant  
12 les... justement, les portefeuilles  
13 d'approvisionnement, il nous apparaît important que  
14 le Distributeur puisse avoir... aille chercher, là,  
15 les différents... différentes possibilités,  
16 différents outils, que ça soit discuté, que ça soit  
17 par appel d'offres, que ça soit transparent. Et  
18 puis, c'est la façon la plus utile pour assurer que  
19 la clientèle va payer un juste coût, pour un  
20 service fiable. Mais évidemment, en avoir le plus  
21 possible pour notre argent, c'est ce qui nous  
22 apparaît important. Merci.

23 Q. [6] Merci, Monsieur Allard. Je passerais maintenant  
24 la parole à monsieur Vézina pour ses commentaires.

25

1 M. PIERRE VÉZINA :

2 R. Bonjour, Mesdames et Monsieur les Régisseurs.

3 Bonjour à tout le monde, participants. Écoutez,  
4 juste un commentaire un peu plus pointu, qui  
5 concerne l'énergie interruptible, en fait, et son  
6 déploiement, là.

7 On l'a mentionné antérieurement et on l'a  
8 mentionné aussi dans notre mémoire, que les  
9 industriels pouvaient participer à un niveau  
10 supérieur à qu'est-ce qu'on peut observer  
11 actuellement dans le plan d'approvisionnement.  
12 D'ailleurs, on se souviendra, il y a eu des  
13 consultations d'Hydro-Québec sur la question des...  
14 la gestion de la puissance, et certaines avenues  
15 étaient examinées concernant une certaine  
16 bonification, en parallèle, avec... créer de  
17 nouvelles opportunités du côté du... de l'énergie  
18 interruptible.

19 Ultimement, je pense que le cadre juridique  
20 et réglementaire semble poser certaines embûches au  
21 développement de ces opportunités-là. Et on  
22 pourrait bien se retrouver... certainement pas  
23 avant deux mille vingt-cinq (2025)... à une  
24 certaine révision des conditions d'énergie  
25 interruptible.

1                    Dans ce contexte-là, on est, nous sommes  
2 préoccupés. D'ailleurs, on se souviendra que plus  
3 tôt en cours d'audience, chez Hydro-Québec, on a  
4 mentionné qu'il y avait très peu d'appels du côté  
5 de l'énergie interruptible, en raison de d'autres  
6 opportunités. On peut très bien comprendre, puis  
7 d'ailleurs, on appuie le fait qu'on trouve des  
8 solutions les plus économiques pour l'ensemble de  
9 clientèle, comme vient de le mentionner monsieur  
10 Allard.

11                   Mais ça n'empêche pas que cette option-là  
12 est présentement la moins coûteuse et elle sert le  
13 prix plancher, même. Dans le cas de d'autres  
14 dossiers, on pense au GDP Affaires, qui a été...  
15 l'énergie interruptible a été une référence pour  
16 établir la valeur de GDP.

17                   Alors ici, on se retrouve avec la présence  
18 d'un nouvel... d'une nouvelle image, je dirais, là,  
19 qui s'appelle Hilo, et qui est une activité non  
20 réglementée, et qui fait naturellement en sorte  
21 qu'il sera nécessairement, du moins on peut  
22 l'observer, plus avantageux pour Hydro-Québec et  
23 dans son intérêt de développer Hilo, que de  
24 développer des... une option d'énergie  
25 interruptible complémentaire, qui serait quand même

1 à l'avantage de l'ensemble de la clientèle.

2           Donc, je voulais mentionner cette  
3 préoccupation-là et également faire un lien avec un  
4 autre élément, qui s'appelle la compétitivité du  
5 tarif M.

6           On comprendra que pour les industriels,  
7 puis... Quand on regarde nos membres qui ont des  
8 usines un peu partout ailleurs, que ce soit au  
9 Canada ou aux États-Unis, ce qui compte à la fin de  
10 la journée, là, c'est le prix au kilowattheure. Non  
11 seulement basé seulement sur le tarif M, mais sur  
12 l'ensemble des options tarifaires qui s'y greffent  
13 et que, dans le bas de la ligne, c'est les cennes  
14 au kilowattheure finales, puis combien ça a coûté  
15 par tonne pour produire.

16           Donc, la question des options tarifaires  
17 est un enjeu important pour les industriels dans le  
18 contexte de compétitivité. Alors, je me permets  
19 de... Je comprends que c'est difficile pour vous  
20 autres d'adresser ces questions-là. Puis, ça, c'est  
21 une difficulté qu'on rencontre à la Régie. On  
22 travaille beaucoup en silo par dossier sans être  
23 capable souvent de prendre en compte l'ensemble des  
24 enjeux qui ne sont pas toujours facilement adressés  
25 dans un dossier spécifique.

1                   Donc, je me permets d'amener ça et de  
2 rappeler que, effectivement, il y a une opportunité  
3 dans l'énergie interruptible. Et je pense qu'il  
4 faut essayer de trouver les moyens pour en tirer  
5 une meilleure partie à la fois pour les industriels  
6 et pour l'ensemble des clients. Je vous remercie.

7 Me SYLVAIN LANOIX :

8 Alors, cela conclut la présentation du panel. Les  
9 membres du panel sont disponibles pour les  
10 questions.

11 LE PRÉSIDENT :

12 On va commencer du côté des intervenants. Est-ce  
13 qu'il y aurait des questions de AHQ-ARQ? Non, je ne  
14 vois pas de main levée. L'AQPER? Pas de questions  
15 non plus. CQ3E?

16 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

17 Pas de questions, Monsieur le Président.

18 LE PRÉSIDENT :

19 Merci. FCEI?

20 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

21 Pas de questions. Merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 RNCREQ?

24 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

25 Pas de questions. Merci.

1 LE PRÉSIDENT :

2 ROÉÉ?

3 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

4 Pas de questions non plus. Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 RTIEÉ?

7 Me DOMINIQUE NEUMAN :

8 Pas de questions. Je vous remercie.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Et enfin UC?

11 Me HÉLÈNE SICARD :

12 Pas de questions. Merci.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Merci, Maître Sicard. Donc, on va passer du côté

15 d'HQD. Est-ce qu'il y aurait du contre-

16 interrogatoire?

17 Me SIMON TURMEL :

18 Je vous remercie, Monsieur le Président, il n'y

19 aura pas de questions de la part du Distributeur.

20 LE PRÉSIDENT :

21 On ne vous entend pas du tout, Maître Turmel.

22 Me SIMON TURMEL :

23 Je disais qu'il n'y aura pas de questions de la

24 part du Distributeur.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Très bien. Merci. Oui, on a une question du côté de  
3 la Régie, Maître Lefrançois?

4 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

5 Non, je n'aurai pas de questions. Merci.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Il n'y a pas de questions. D'accord.

8 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

9 Mme SYLVIE DURAND :

10 J'aurai quelques questions.

11 Q. [7] Bonjour aux témoins. D'abord, juste pour  
12 continuer sur ce que vous venez de dire, Monsieur  
13 Vézina, relativement aux capacités qui pourraient  
14 être disponibles, capacités interruptibles qui  
15 pourraient être disponibles de la part des clients  
16 industriels, vous parlez d'une certaine capacité  
17 qui serait rapidement disponible. Pourriez-vous  
18 élaborer davantage sur les volumes et la rapidité  
19 de la disponibilité, puis qu'est-ce qui vous permet  
20 d'être confiant que tout ça va être au rendez-vous,  
21 ça pourrait être au rendez-vous?

22 M. PIERRE VÉZINA :

23 R. Bien d'abord qu'est-ce qui me permet d'être  
24 confiant, en fait, c'est les discussions avec nos  
25 membres qui nous mentionnent que si les conditions

1 étaient plus favorables, bien eux aussi seraient  
2 plus favorables à en mettre sur la table, si je  
3 peux dire. Parce que tout ça, ça demeure un risque.  
4 C'est un risque d'affaires. À savoir si j'accepte  
5 de réduire mon service, l'électricité, en  
6 contrepartie financière, eh bien, dépendamment de  
7 cette contrepartie-là, je peux prendre un risque  
8 qui est plus grand et je peux me permettre  
9 effectivement d'interrompre de manière peut-être  
10 plus longue des plus grandes quantités, certaines  
11 opérations de l'usine, ce qui permettrait à ce  
12 moment-là, effectivement, d'offrir une plus grande  
13 quantité.

14 Quant à savoir le montant, c'est toujours  
15 un peu difficile de lancer un chiffre comme ça.  
16 Antérieurement, on avait déjà eu des discussions  
17 autour de deux à trois cents mégawatts (200-  
18 300 MW). Maintenant, tout ça, c'est une question de  
19 valeur. Aujourd'hui, dans d'autres dossiers, dans  
20 GDP Affaires, on peut faire... établir une courbe  
21 puis plus la valeur monte, plus la disponibilité  
22 est grande. Alors, dépendamment des conditions qui  
23 seraient proposées, je pense que ça peut aller  
24 quand même à un niveau relativement élevé.

25 Quant à la rapidité, écoutez, on se fait

1 demander à chaque année quels sont les volumes  
2 lesquels on est prêt à souscrire. Bien, cette  
3 souscription-là va dépendre effectivement de la  
4 valeur. Si la valeur est plus grande, rapidement il  
5 va y avoir une réaction. C'est une réaction  
6 économique de la part des entreprises. Et elle  
7 pourrait donc se concrétiser quand même assez vite,  
8 mais naturellement, on est bien conscients que tout  
9 ça ne peut pas se décider dans « en criant lapin »  
10 et qu'en fait l'établissement de ces conditions-là  
11 vont prendre un certain temps.

12 Maintenant, par ailleurs, si on y met deux  
13 ans avant de réussir à établir un cadre  
14 réglementaire qui permettrait, effectivement,  
15 d'améliorer la valeur, bien ça nous permettrait  
16 sûrement d'être capables dans cet horizon-là de  
17 répondre de manière plus positive ou en tout cas  
18 avec des quantités plus significatives que ce qu'il  
19 y a actuellement.

20 Q. **[8]** O.K. Quand je vous entends, je comprends qu'il  
21 y a des clients qui peuvent s'interrompre en  
22 réduisant leur consommation, mais j'imagine qu'il y  
23 en a d'autres qui pourraient s'interrompre en ayant  
24 des énergies alternatives et donc ça supposerait  
25 l'installation d'équipements ou des choses comme

1           ça?

2           R. Dans le cas des, en tout cas, je peux parler plus  
3           pour les usines de pâtes et papiers que je connais  
4           assez bien, c'est assez difficile d'installer  
5           d'autres genres d'équipements.

6                        En théorie, oui, c'est certain, sauf qu'on  
7           peut noter que c'est assez coûteux et que ce sont  
8           des entreprises qui sont très intensives en énergie  
9           et l'idéal c'est vraiment d'interrompre des  
10          équipements qui sont extrêmement consommateurs avec  
11          une grande quantité de mégawatts en puissance. Je  
12          pense à une ligne de raffinage en particulier qui  
13          peut facilement aller en rechercher trente à  
14          quarante mégawatts (30 MW - 40 MW), alors que sur  
15          certaines usines en ont trois.

16                       Alors, vous comprenez l'ampleur un peu et  
17          ce que ça nous permet. Naturellement, ça dépend,  
18          mais la question des conditions d'opération sont  
19          importantes aussi, puisque tout ça avait déjà été  
20          discuté au Québec dans ce sens-là. Le nombre  
21          d'heures d'interruption est un élément quand même  
22          assez significatif pour accepter jusqu'à une  
23          centaine d'heures. Jusque-là ça va.

24                       Si on va au Maine naturellement, les usines  
25          à ce moment-là sont obligées de s'interrompre trop

1 longtemps. Des fois ça peut être très difficile de  
2 redémarrer d'une part et d'autre part et il sera  
3 peut-être économiquement aussi difficile de  
4 compenser la perte de production avec la valeur qui  
5 sera consentie par la perte de service.

6 Q. [9] O.K. Merci de votre réponse. J'aurais aussi une  
7 autre question concernant le critère de fiabilité  
8 en énergie de trois térawattheures (3 TWh) en  
9 hiver.

10 Je suis à la page 3 de votre présentation  
11 où vous énoncez le critère, en fait, qui est de  
12 satisfaire un scénario des besoins qui se situent à  
13 un écart type au-delà du scénario moyen sur cinq  
14 ans.

15 Je veux juste essayer de bien comprendre.  
16 Est-ce dans votre interprétation que vous en  
17 faites, parce que ce scénario-là ce n'est pas un  
18 hiver extrême. Ça couvre moins qu'un hiver extrême.  
19 Est-ce que vous comprenez que le Distributeur se  
20 limiterait à trois térawattheures (3 TWh) en hiver?  
21 Même s'il y aurait un hiver extrêmement froid, il  
22 se limiterait à son trois térawattheures (3 TWh) ou  
23 pour vous il pourrait aller au-delà du trois  
24 térawattheures (3 TWh) si c'était disponible pour  
25 un hiver extrêmement froid?

1 M. PAUL PAQUIN :

2 R. Bien, selon ma compréhension et selon les chiffres  
3 disponibles, d'après nous il devrait pouvoir aller  
4 au-delà du trois térawattheures (3 TWh), parce que  
5 comme ça a été mentionné, le trois térawattheures  
6 (3 TWh) correspond à à peu près quarante-cinq pour  
7 cent (45 %) d'utilisation pendant les heures  
8 d'hiver pour les capacités qui ont été identifiées.

9 Alors, c'est ça. C'est de ce montant-là que  
10 je me questionne. Quarante-cinq pour cent (45 %)   
11 des heures d'hiver, ça ne m'apparaît pas quelque  
12 chose qui soit tellement tellement exigeant.

13 Si on allait, par exemple, jusqu'à soixante  
14 pour cent (60 %) des heures d'hiver, qui ne  
15 m'apparaît pas non plus quelque chose d'excessif,  
16 on aurait jusqu'à quatre térawattheures (4 TWh) à  
17 ce moment-là qui seraient disponibles pendant les  
18 heures d'hiver et alors à ce moment-là, en théorie,  
19 tel que c'est indiqué, on pourrait aller jusqu'à...  
20 En prenant quatre-vingt-dix pour cent (90 %), on  
21 pourrait se rendre jusqu'à six (6 TWh).

22 Maintenant, c'est le Distributeur qui lui  
23 se limite à trois (3 TWh). Alors, il faudrait  
24 demander au Distributeur pourquoi lui se limite à  
25 trois (3 TWh)? D'après nous, il pourrait aller plus

1 qu'à trois (3 TWh).

2 Q. **[10]** O.K. Mais vous comprenez qu'il se limite à  
3 trois (3 TWh) pour un hiver extrême aussi?

4 R. Oui. Leur limite ne parle pas de la charge que ça  
5 soit extrême ou non. La limite, telle que je la  
6 comprends, est générale pour tous les hivers. Ils  
7 disent : on ne peut pas aller plus que trois. Que  
8 ce soit pour n'importe quel hiver, il n'y a pas de  
9 restriction quant à... le fait que ce soit un hiver  
10 qui soit froid ou non. C'est leur limite qui  
11 s'impose.

12 Q. **[11]** Je vous remercie, je n'aurai pas d'autres  
13 questions.

14 Me LOUISE ROZON :

15 Q. **[12]** Oui, bonjour, Louise Rozon pour la Formation.  
16 Bonjour aux membres du panel. J'aimerais juste  
17 revenir sur la question de ma collègue concernant  
18 la contribution pour l'électricité interruptible.  
19 Dans le cadre du bilan de puissance, le dernier qui  
20 a été déposé par le Distributeur en février  
21 dernier, on constate qu'il y a une bonification de  
22 ce programme, de cette option d'électricité  
23 interruptible et qui va permettre d'augmenter la  
24 contribution jusqu'à trois cent quarante mégawatts  
25 (340 MW) en deux mille vingt-neuf (2029). Est-ce

1 que c'est le... quand on vous a demandé c'est quoi  
2 la contribution additionnelle qui pourrait être  
3 attendue de la clientèle admissible à cette option,  
4 vos avez parlé de deux (200 MW) à trois cents  
5 mégawatts (300 MW) si on bonifiait l'option, est-ce  
6 que ça correspond en fait à la contribution qu'on  
7 pourrait s'attendre s'il y avait effectivement une  
8 bonification de l'option d'électricité  
9 interruptible et qui est déjà prévue dans le cadre  
10 du bilan, de ce que je peux comprendre, à moins  
11 qu'il y ait des choses que je ne saisis pas, alors  
12 éclairez-moi.

13 M. PIERRE VÉZINA :

14 R. Bien en fait ce dont... comme je l'ai mentionné, ça  
15 concerne les clients je dirais actuels. Donc, les  
16 industries énergivores que l'on connaît et le  
17 secteur que je connais plus particulièrement. Dans  
18 le cas du bilan il y a peut-être des détails qui  
19 nous manquent. Comment va évoluer effectivement la  
20 demande industrielle et, par ailleurs, dans quel  
21 type d'industrie effectivement cette croissance va  
22 pouvoir évoluer. Donc, pour l'instant... il est  
23 certain qu'il y avait eu des discussions avec  
24 Hydro-Québec sur un cadre qui permettrait une  
25 amélioration éventuelle ou plutôt le développement

1 de nouvelles opportunités je dirais, plutôt que des  
2 modifications spécifiques au tarif actuel. Mais  
3 pour l'instant j'ai comme l'impression que c'est...  
4 ces discussions-là sont un peu au point mort. Et  
5 puis c'est pour ça que je mentionnais le cadre  
6 réglementaire actuel ne nous laisse pas présager  
7 qu'on pourra actualiser facilement ces capacités  
8 supplémentaires-là, en tout cas du moins du côté  
9 des industriels actuels.

10 C'est certain que si Hydro-Québec voit une  
11 croissance du secteur industriel dans l'avenir et  
12 que de cette croissance-là on tirera une  
13 participation supplémentaire des nouveaux  
14 participants. Je peux comprendre qu'effectivement  
15 cette portion-là va venir s'ajouter à celle  
16 existante. Mais je dirais que pour l'instant si les  
17 conditions restent identiques je vois difficilement  
18 pour nos membres - je laisserai Jocelyn répondre  
19 pour les siens - une participation accrue s'il n'y  
20 a pas une amélioration de la valeur économique des  
21 interruptions.

22 M. JOCELYN B. ALLARD :

23 Monsieur le Président.

24 Q. [13] Oui, allez-y.

25 R. Mesdames les Régisseurs, si je peux effectivement

1 me permettre de compléter, là. Je vais compléter  
2 aussi la réponse qui a été donnée à madame Durand  
3 tout à l'heure. Effectivement, moi, je n'opère pas  
4 les usines, là, mais j'ai compris... quand on a  
5 fait le dossier GDP Affaires, les discussions que  
6 j'ai eues avec mes membres c'est toujours la même  
7 chose, c'est une question de qu'est-ce que ça  
8 implique comme coûts puis comme efforts, de  
9 réajuster l'utilisation, l'opération. Ça prend pas  
10 nécessairement puis c'est souvent pas possible  
11 d'avoir des équipements en alternative, c'est  
12 plutôt une façon de gérer les usines comme il s'est  
13 fait. On m'a expliqué qu'en Ontario à un moment  
14 donné il y avait le « global adjustment », là, qui  
15 obligeait les gens à gérer leurs usines  
16 différemment pour être capable d'aller chercher des  
17 meilleurs prix d'électricité puis d'avoir des prix  
18 même qui étaient des fois plus avantageux... bien  
19 souvent plus avantageux que de payer le tarif L.  
20 Alors tout ça, ça fait partie de combien ça coûte  
21 l'énergie, combien ça coûte pour opérer l'usine  
22 puis toutes les modalités.

23           Moi, ce qui me fascine dans toute cette  
24 discussion-là depuis... depuis... bien depuis  
25 quelques années que j'en entends parler, qu'on

1 parle d'électricité additionnelle puis de la GDP  
2 Affaires, c'est qu'on passe notre temps à dire que  
3 c'est l'outil qui coûte le moins cher pour  
4 l'ensemble de la clientèle, qui est le plus  
5 avantageux pour les clients... les plus grands  
6 consommateurs, qui sont les industriels, puis on  
7 dirait qu'on passe notre temps à essayer de  
8 développer d'autres outils qui coûtent plus cher,  
9 avant de... d'explorer puis de vider la question.  
10 T'sais, d'aller chercher le maximum puis de voir...  
11 puis...

12 On avait les tables de travail... Là, il y  
13 en a moins, évidemment, il y a moins d'occasions,  
14 il n'y a pas un dossier annuel pour en discuter.  
15 Alors, on cherche des façons, là, justement,  
16 d'accélérer les choses, plutôt... Et de ce qu'on a  
17 découvert, bien, on arrive dans un dossier comme le  
18 dossier du plan d'approvisionnement, des annonces,  
19 notamment les outils par Hilo, là, qui... alors que  
20 tout le monde reconnaît, là, que le... ça sert un  
21 peu comme le prix plancher, là, l'option  
22 interruptible.

23 Alors, pourquoi ne pas maximiser ces  
24 outils-là. On a dit la même chose dans le dossier  
25 de GDP Affaires, puis c'est toujours une question

1 d'argent. Les gens l'avaient dit dans le GDP  
2 Affaires, pour ceux qui devaient être visés, ce  
3 n'est pas assez payant pour... pour le trouble que  
4 ça donne. Et... Alors que c'était plus facile, là,  
5 pour les plus gros joueurs, là, que dans l'option  
6 interruptible peut-être d'améliorer l'offre qu'ils  
7 font avec Hydro, mais... c'est ça.

8 Ça revient à mon propos du début, hein, la  
9 question de transparence pour qu'on soit capable de  
10 vraiment valider les différents outils puis les  
11 différents coûts que ça représente. Puis, vu que  
12 c'est la clientèle, vu que c'est un monopole, ça ne  
13 devrait pas être... Moi, je continue à penser qu'il  
14 ne devrait rien y avoir de secret dans ça, là. Ça  
15 devrait être dévoilé comme les options... l'option  
16 interruptible. C'est prévu, c'est transparent,  
17 c'est dans les livres de tarifs. Le GDP Affaires,  
18 la Régie a dit : c'est un tarif, c'est transparent.

19 Ça fait que tous ces éléments-là que les  
20 clients payent, si on veut être un monopole  
21 réglementé, bien c'est le coût de la  
22 réglementation, là, c'est d'avoir de la  
23 transparence, puis qu'on puisse parler des vraies  
24 affaires, et c'est ça.

25 Q. [14] En tout cas, pour ce qui est de l'amélioration

1 de la bonification de l'option d'électricité  
2 interruptible, visiblement, dans le cadre du plan,  
3 le Distributeur prévoit bonifier l'électricité  
4 interruptible à compter de deux mille vingt-trois  
5 (2023), vingt-quatre (24). Peut-être que c'est  
6 davantage en vingt-quatre (24), vingt-cinq (25),  
7 là, si on... on prend en considération le nouveau  
8 cadre réglementaire.

9 Mais probablement qu'il y aura un débat, à  
10 savoir quelle bonification devra être apportée à  
11 cette option-là pour maximiser la contribution qui  
12 est prévue à trois cent quarante mégawatts (340 MW)  
13 en deux mille vingt-neuf (2029), là, évidemment  
14 dans l'optique où on va bonifier, de ce que j'en  
15 comprends, là. Mais... ça sera un rendez-vous,  
16 j'imagine, important.

17 R. Monsieur le Président et Mesdames les Régisseurs,  
18 justement, là-dessus, si je peux me permettre de  
19 rajouter... Puis ça, c'est une des craintes que  
20 j'ai quand je regarde la façon que le système  
21 fonctionne.

22 C'est qu'on ne voudrait pas, justement, se  
23 retrouver à avoir un débat sur certains de ces  
24 aspects-là, mettons dans un dossier tarifaire de  
25 deux mille vingt-cinq (2025), puis d'être pris avec

1 des décisions comme, par exemple, Hilo, là, qui est  
2 là, qui ressort comme outil.

3 Alors, à ce moment-là, en deux mille vingt-  
4 cinq (2025), on va se faire dire : « Bien, écoutez,  
5 ça a été débattu dans le plan d'approvisionnement.  
6 C'est en place, on paye tant, puis on a des  
7 engagements qu'on continue à payer. » Puis, la  
8 clientèle va l'absorber quand on va faire le  
9 « reset », en bon français, dans le dossier du coût  
10 de service de deux mille vingt-cinq (2025).

11 Alors, c'est que... Quand monsieur Paquin,  
12 dans sa présentation, parlait de se faire mettre  
13 devant un fait accompli, bien, c'est notre crainte.  
14 Alors, quand on dit : « Bien, on va voir en deux  
15 mille vingt-quatre (2024), vingt-cinq (25), il y  
16 aura des débats, on va voir... comment est-ce qu'on  
17 faire pour bonifier... »

18 Bien, même cette bonification-là, on va se  
19 retrouver avec une contrainte si, dès aujourd'hui,  
20 la Régie devait permettre au Distributeur de dire :  
21 « Bien oui, il n'y a pas de... » T'sais, on y va  
22 avec Hilo, avec un coût que... - bien, que vous,  
23 vous connaissez, là, que certains connaissent, puis  
24 c'est sur base privilégiée - que les clients vont  
25 payer, puis on va se faire... on ne pourra pas

1 revenir en arrière, puis on va se faire dire :  
2 « Bien là, on a des engagements. » Alors,  
3 évidemment...

4           Sauf que si les engagements envers Hilo  
5 étaient, peut-être, jusqu'à deux mille vingt-quatre  
6 (2024) maximum, puis que ce soit à la charge du  
7 Distributeur puis de l'actionnaire du Distributeur,  
8 ça, c'est une chose. Mais ce n'est pas ce qu'on  
9 nous a dit.

10           Alors ça, c'est la crainte dans tout le  
11 processus, là, qu'on ne puisse pas avoir les vrais  
12 débats. Puis, je pense que c'est ce que monsieur  
13 Vézina faisait référence, quand il disait :  
14 « Devant la Régie, quand on travaille en silo... »  
15 Et alors qu'on s'attendrait, surtout dans un  
16 dossier comme le plan d'approvisionnement, vous  
17 avez l'opportunité, vous, d'avoir justement une  
18 vision, là, puis d'avoir le « big picture » pour  
19 être capable d'attacher toutes les ficelles, là,  
20 puis ne pas se faire dire...

21           Parce que trop souvent, dans ces  
22 discussions-là... je ne me rappelle plus quel... ça  
23 va faire bientôt cinq ans, là, avec l'AQCIE, où je  
24 suis, puis trop souvent, on entend : « Bien, ce  
25 n'est pas le bon dossier. Il faut en parler dans

1 l'autre dossier. Il faut en parler plus tard. » Là,  
2 de temps en temps, il faut justement attacher  
3 toutes ces affaires-là, puis voir... Parce qu'après  
4 ça, il est trop tard pour le faire. C'est ça.  
5 Merci.

6 Q. [15] Parfait. Merci beaucoup. Je n'aurai pas  
7 d'autres questions.

8 LE PRÉSIDENT :

9 J'avais sensiblement les mêmes questions que ma  
10 collègue, madame Rozon. Alors, on va poursuivre.  
11 Donc, Maître Lanoix, je pense qu'on va pouvoir  
12 libérer vos témoins.

13 Me SYLVAIN LANOIX :

14 C'est bien. Merci. Merci beaucoup.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci à tous. Et on poursuivrait donc avec la  
17 présentation de la preuve de l'AQPER pour une  
18 période annoncée de soixante (60) minutes.

19

20 PREUVE DE L'AQPER

21

22 Me NICOLAS DUBÉ :

23 Bonjour, Monsieur le Président. J'ai un de mes  
24 témoins qui va revenir d'une pause santé dans deux,  
25 trois petites minutes. Donc, je vous demanderais

1 votre patience deux, trois minutes.

2 LE PRÉSIDENT :

3 Oui, ça va.

4 Me NICOLAS DUBÉ :

5 Bonjour, Monsieur le Président, Madame Durand,  
6 Maître Rozon. Nicolas Dubé, procureur de l'AQPER.

7 Je suis accompagné aujourd'hui de mes deux témoins,  
8 monsieur Gabriel Durany et monsieur Pascal Cormier.  
9 Monsieur Durany est président directeur général de  
10 l'AQPER depuis novembre deux mille vingt (2020); et  
11 monsieur Cormier est économiste en énergie et agit  
12 comme analyste externe pour l'AQPER dans le présent  
13 dossier. Je vous demanderais, Messieurs, si ce  
14 n'est pas déjà fait d'ouvrir vos caméras.

15 Monsieur le Président, les c.v. de monsieur  
16 Cormier et monsieur Durany ont été déposés sous les  
17 cotes C-AQPER-0032 et 0033. Ceci étant dit, Madame  
18 la Greffière, auriez-vous l'amabilité de bien  
19 vouloir procéder à l'assermentation des témoins.

20

21

22

23

24

25

1 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce douzième  
2 (12e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

3

4 GABRIEL DURANY, président directeur général de  
5 l'AQPER, ayant une place d'affaires au 276, rue  
6 Saint-Jacques, suite 807, Montréal (Québec)  
7 H2Y 1N3;

8

9 PASCAL CORMIER, économiste en énergie, ayant une  
10 place d'affaires au 4299, avenue de Lorimier,  
11 Montréal (Québec);

12

13 LESQUELS, après avoir fait une affirmation  
14 solennelle, déposent et disent :

15

16 INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ :

17 Q. **[16]** Je vais procéder avec l'adoption de la preuve  
18 par les témoins. Monsieur Durany, la preuve de  
19 l'AQPER est constituée de son mémoire amendé,  
20 C-AQPER-0030; des réponses de l'AQPER à la DDR  
21 numéro 1 de la Régie, C-AQPER-0021; et de quelques  
22 pièces additionnelles qui ont été déposées la  
23 semaine dernière, C-AQPER-0035 à 0038. Il y a  
24 également la présentation PowerPoint qui a été  
25 déposée ce matin sous la cote C-AQPER-0039. Avez-

1 vous participé à la préparation et l'élaboration de  
2 ces documents?

3 M. GABRIEL DURANY :

4 R. Oui.

5 Q. **[17]** Et les adoptez-vous pour valoir comme votre  
6 témoignage écrit dans le présent dossier?

7 R. Oui.

8 Q. **[18]** Monsieur Cormier, si je vous posais les deux  
9 mêmes questions, quelles seraient vos réponses?

10 M. PASCAL CORMIER :

11 R. Oui aux deux questions.

12 Q. **[19]** Donc, la preuve étant adoptée, je vais vous  
13 laisser débiter vos témoignages. Monsieur le  
14 Président, j'aurai à la toute fin quelques  
15 questions une fois la présentation terminée. Donc,  
16 messieurs Cormier et Durany, je vous laisse rendre  
17 votre témoignage.

18 M. PASCAL CORMIER :

19 R. Oui. Bonjour. Tout d'abord bonjour aux membres de  
20 la formation ainsi qu'à tous les autres  
21 participants à l'audience. Je vais commenter le  
22 document qui a été déposé ce matin, soit la  
23 présentation de la preuve de l'Association  
24 québécoise se la production d'énergie renouvelable.  
25 Si on va à la prochaine page. On va faire une table

1 des matières. C'est-à-dire, au début, on va traiter  
2 des remarques introductives. Ensuite, nous allons  
3 traiter des enjeux reliés aux réseaux intégrés,  
4 soit la prévision de la demande, ainsi que la  
5 stratégie d'approvisionnement. Ensuite, nous allons  
6 traiter brièvement des réseaux autonomes. Et  
7 finalement, nous avons présenté dans la conclusion  
8 les commentaires et conclusions qui se trouvaient  
9 au rapport de l'AQPER. Prochaine page.

10 M. GABRIEL DURANY :

11 R. Oui. Bien, c'est à mon tour de vous saluer,  
12 Monsieur le Président, Mesdames les Régisseurs et  
13 tous ceux qui sont avec nous aujourd'hui. Pour  
14 faire la présentation de l'AQPER, bien, je vais  
15 vous faire une petite présentation succincte.  
16 L'AQPER a été créée en mil neuf cent quatre-vingt-  
17 onze (1991) essentiellement autour du secteur de la  
18 petite Hydro. Depuis, elle a cru sur l'ensemble des  
19 secteurs... l'ensemble des filières de l'énergie  
20 renouvelable au Québec. Donc, c'est une association  
21 maintenant qui s'occupe non seulement de petite  
22 Hydro, mais d'éolien et de solaire, puisque nos  
23 membres déploient des parcs solaires ailleurs qu'au  
24 Québec, mais également de l'ensemble des secteurs  
25 de bioénergie, dont les biocarburants, le gaz

1 naturel renouvelable, le biogaz, la biomasse et,  
2 bien entendu, depuis plusieurs années on traite de  
3 plus en plus activement d'hydrogène, d'hydrogène  
4 vert.

5           Essentiellement, l'Association est composée  
6 de plus d'une centaine de membres. De ça, vous  
7 allez trouver peut-être le quart... environ le  
8 quart, là, qui sont vraiment des membres  
9 producteurs, donc qui produisent de l'énergie  
10 renouvelable au jour le jour. Et puis après ça vous  
11 allez trouver une balance de membres qui, eux,  
12 s'occupent essentiellement de fournir des biens et  
13 services ou de l'équipement à ces membres  
14 producteurs.

15           La mission de l'AQPER est assez simple à  
16 énoncer. Elle vise à accroître la production de  
17 sources indépendantes d'énergie renouvelable au  
18 Québec et d'en maximiser la valorisation dans le  
19 portefeuille énergétique québécois. Quand on dit  
20 « production indépendante » à l'AQPER, c'est large.  
21 Il faut comprendre qu'au cours des quinze (15),  
22 vingt (20) dernières années on a intégré de plus en  
23 plus, si vous voulez, de membres qui émanent du  
24 secteur municipal ou autochtone, donc on est  
25 maintenant une association qui représente, oui, les

1 entreprises privées, mais on intègre de plus en  
2 plus de membres qui, eux, viennent directement des  
3 milieux municipaux et autochtones. Et donc, c'est  
4 un propos large quand on parle de production  
5 indépendante, bien entendu.

6           Quelle est la contribution des membres aux  
7 besoins des clients du Distributeur? Et bien il  
8 faut savoir que selon le bilan d'énergie fourni en  
9 preuve par le Distributeur, en deux mille vingt  
10 (2020) les producteurs indépendants, dont la  
11 plupart sont des membres de l'AQPER, bien sûr,  
12 offrent environ soixante-dix-neuf pour cent (79 %)  
13 des approvisionnements post-patrimoniaux, soit  
14 treize point neuf térawattheures (13,9 TWh), ce qui  
15 est considérable.

16           Dans le cadre du présent dossier, donc moi  
17 et mes collègues et l'AQPER représentons les  
18 intérêts d'une vingtaine de membres de production  
19 d'électricité renouvelable et... et ces gens-là, si  
20 vous voulez, ces entreprises-là quand vous les  
21 prenez conjointement, elles représentent une  
22 capacité installée de plus de trois mille huit  
23 cents mégawatts (3800 MW). Donc, encore une fois  
24 c'est considérable.

25           Quels sont les motifs d'intervention de

1 l'AQPER? Les motifs d'intervention de l'AQPER, là,  
2 pas juste à la Régie, mais sur l'ensemble des  
3 dossiers, peuvent s'énoncer de deux façons. Le  
4 premier élément qui est assez import... en fait qui  
5 est très important c'est que l'AQPER est préoccupé  
6 ou en tout cas s'active à favoriser une saine et  
7 plus large compétition pour l'offre de produits  
8 énergétiques au Québec.

9 Il est de notre avis qu'il est à l'avantage  
10 des clients du Distributeur qu'il y ait le plus  
11 grand nombre de fournisseurs possible autour de ces  
12 demandes de produits énergétiques puisque ça, c'est  
13 de nature à créer, si vous voulez, une offre où le  
14 client a accès souvent à la meilleure technologie  
15 et, bien entendu, au meilleur prix possible.

16 La deuxième préoccupation qui existe à  
17 l'AQPER, elle s'énonce assez simplement aussi,  
18 c'est que l'AQPER a à coeur que les nouveaux  
19 approvisionnements soient constitués d'énergie  
20 renouvelable. Alors je m'explique parce que c'est  
21 devenu très consensuel, c'est-à-dire qu'au niveau  
22 du Plan pour économie verte qui a été déposé en  
23 novembre dernier par le gouvernement, c'est devenu  
24 très clair, là, que le gouvernement a également  
25 cette préoccupation-là. C'est devenu aussi de plus

1 en plus clair au fur et à mesure que les  
2 gouvernements précédents ont déposé des stratégies  
3 énergétiques et d'autres documents de ce type,  
4 comme le Plan en transition énergétique de TEQ,  
5 mais pour l'AQPER c'est une préoccupation qui  
6 existe depuis sa création.

7 Pour nous, c'est un commentaire constant,  
8 de s'assurer que les nouveaux approvisionnements  
9 énergétiques, dont ceux en électricité au Québec,  
10 soient constitués d'énergie renouvelable. On parle  
11 ici d'énergie, de puissance, de gestion de la  
12 demande, l'ensemble de l'oeuvre.

13 Donc, voilà pour la présentation de l'AQPER  
14 et de ses motifs d'intervention. Je vais repasser  
15 la parole à mon collègue monsieur Cormier, merci  
16 beaucoup.

17 M. PASCAL CORMIER :

18 R. Oui, bonjour, prochaine page s'il vous plaît,  
19 Madame la Greffière. Oui, ici, nous avons repris un  
20 tableau qui a été présenté dans le document de  
21 preuve amendé, là, qui a été déposé plus tôt en  
22 deux mille vingt et un (2021), où on voit  
23 l'évolution de la prévision de la demande qui a été  
24 initialement proposée dans le cadre du Plan  
25 d'appro, qui a été modifié en mai deux mille vingt

1 (2020). On voit, c'est la ligne bleue. Et par la  
2 suite c'est la prévision de la demande, qui a été  
3 déposée dans l'État d'avancement, qui a été  
4 considéré dans le présent dossier, là, suite à  
5 divers représentations incluant celle de l'AQPER,  
6 où on voit l'impact évidemment significatif de  
7 l'année horrible qu'on vient de vivre, là, c'est-à-  
8 dire la pandémie avec les effets qui s'en suivent,  
9 les effets économiques qu'on n'a toujours pas fini  
10 de vivre ou de... vivre les conséquences, je  
11 devrais dire.

12 Donc, en fait, la demande pour les  
13 premières années du Plan, soit de deux mille vingt  
14 et un (2021) à deux mille vingt-six (2026) a  
15 baissée par rapport aux plans initiaux... au  
16 plan... à la prévision qui avait été déposée en  
17 deux mille dix-neuf (2019) et amendée en mai deux  
18 mille vingt (2020).

19 Et par la suite, il y a un effet inverse,  
20 c'est-à-dire, il y a une hausse plus importante  
21 qui... qui est principalement due à des mesures de  
22 décarbonation, là, les intentions du gouvernement,  
23 là, entre autres, là, de décarboner l'économie du  
24 Québec.

25 On note également que le Distributeur a

1 ajusté à la hausse, comme j'ai mentionné, lié aux  
2 efforts anticipés de décarbonation, puis monsieur  
3 Durany en a parlé un petit peu plus tôt, c'est très  
4 important pour les membres de l'AQPER, là, ces  
5 efforts-là.

6 L'AQPER partage la vision du Distributeur,  
7 quant à l'impact à la baisse du prix de court  
8 terme, suite à la pandémie, évidemment.

9 Et on note également une dernière  
10 information, c'est-à-dire les poussées  
11 inflationnistes qu'on voit, là, poindre à  
12 l'horizon, là, dans les nouvelles depuis quelques  
13 mois, là, il y a une hausse importante de  
14 l'inflation de nature conjoncturelle, à mon avis,  
15 qui pourrait par ailleurs impacter davantage à la  
16 baisse la demande à court et à moyen terme.

17 Cela dit, l'AQPER partage l'avis du  
18 Distributeur, à l'effet qu'à long et moyen terme,  
19 la demande pourrait être plus élevée.

20 Ce qui nous apporte à la prochaine page, où  
21 monsieur Durany va présenter certains éléments qui  
22 pourraient expliquer une hausse accrue de la  
23 demande d'énergie dans les années à venir.

24 M. GABRIEL DURANY :

25 R. Bien, rebonjour... rebonjour à la Formation. Merci,

1 Monsieur Cormier. Je vais faire quelques-uns des  
2 points de cette diapositive, et puis monsieur  
3 Cormier va reprendre le relais.

4 Alors, oui, donc, à moyen et long terme, du  
5 point de vue de l'AQPER, il y a plusieurs facteurs  
6 qui pourraient stimuler davantage la demande  
7 d'énergie.

8 Bien entendu, je ne vous cacherai pas qu'un  
9 de ces... le facteur le plus souvent... sûrement le  
10 plus important, celui qui va nous préoccuper de  
11 plus en plus, c'est le respect de nos cibles  
12 climatiques de deux mille trente (2030), qui  
13 nécessitera un apport énergétique non négligeable.  
14 Et donc, c'est là-dessus que je vais beaucoup vous  
15 entretenir sur cette diapositive.

16 Donc, si on part du début, en novembre deux  
17 mille vingt (2020) le gouvernement a émis un  
18 document qui s'appelle le Plan pour une économie  
19 verte, dans lequel des grands objectifs ont été  
20 énoncés pour électrifier ou décarboner les secteurs  
21 des transports, du bâtiment, mais aussi les  
22 secteurs industriels, et c'est très ambitieux.

23 Il faut savoir que cette cible-là est liée  
24 aux cibles canadiennes envers les Accords de Paris  
25 et qu'elles devraient devenir de plus en plus

1           contraignantes. Et donc, c'est un gros défi que la  
2           juridiction... que notre juridiction s'est lancé.

3                       On a vu au cours... à titre d'exemple, on a  
4           vu, au niveau de l'État d'avancement de novembre  
5           deux mille vingt (2020) du Plan  
6           d'approvisionnement, une hausse du nombre de  
7           véhicules électriques, qui est une section des  
8           efforts que nous avons à faire - je suis sûr que  
9           vous comprenez - de trois cent mille (300 000)  
10          véhicules.

11                      Donc, on est passé d'un chiffre d'un petit  
12          peu plus de six cent mille (600 000) à un chiffre  
13          qui ressemble un plus à un million (1 M), alors que  
14          le PEV énonce un objectif d'un point cinq million  
15          (1.5 M). Cette hausse de trois cent mille (300 000)  
16          véhicules a induit une différence d'un  
17          térawattheure (1 TWh) et maintenant, il semble que  
18          malgré l'État d'avancement, le PEV annonce déjà un  
19          chiffre qui est d'un point cinq million (1.5 M) et  
20          non de cinq cent mille (500 000) véhicules au-  
21          dessus de ça. Et ça, comme je vous dis, c'est un  
22          aspect.

23                      Si on parle, de façon plus large, donc du  
24          respect des cibles climatiques, qu'on sort, même,  
25          du cadre du PEV pour s'intéresser à l'ensemble de

1 la démarche, nous, du point de vue de l'AQPER, on  
2 utilise ou on consulte beaucoup le rapport  
3 Trajectoires de la firme Dunsky, qui est une  
4 modélisation technico-économique visant à démontrer  
5 comment la juridiction du Québec peut atteindre une  
6 cible comme celle de deux mille trente (2030),  
7 ainsi que nos cibles de carboneutralité de deux  
8 mille cinquante (2050).

9 Alors, ce rapport, lui, est très  
10 intéressant, parce qu'il démontre encore plus  
11 clairement l'importance des besoins à venir au  
12 niveau énergétique, non seulement au niveau de deux  
13 mille trente (2030), mais bien entendu au-delà.  
14 Mais si on s'intéresse à la durée du Plan  
15 d'approvisionnement, le défi est de taille pour la  
16 fin de ce plan-là, en deux mille trente (2030).

17 Et, vous savez, en termes... en termes de  
18 térawattheures, ce rapport-là indique de grands  
19 besoins, là, au niveau du Québec, de l'ordre des  
20 deux cent quarante térawattheures (240 TWh) au  
21 total, mais également des besoins pour les  
22 juridictions voisines, vers lesquelles nous serons  
23 appelés à exporter, puisqu'elles seront elles aussi  
24 confrontées aux mêmes enjeux de transfert  
25 énergétique.

1 Et donc, ce rapport établit que cinquante-  
2 cinq pour cent (55 %) de la demande supplémentaire  
3 sera pour répondre certes à la charge locale, mais  
4 que quarante-cinq pour cent (45 %) ira à des  
5 juridictions voisines, ce qui donne donc l'ampleur  
6 du défi et c'est-à-dire que ça ne nous concerne pas  
7 nous seulement, mais ça concerne également nos  
8 voisins qui ont des besoins souvent plus grands  
9 encore, puisqu'ils partent de plus loin.

10 Maintenant, parlons d'un sujet qui est très  
11 intéressant qui anime beaucoup de discussions en ce  
12 moment, les bioénergies et l'hydrogène vert, qui  
13 sont appelés à servir d'appui stratégique aux  
14 efforts d'électrification dans plusieurs secteurs,  
15 surtout au niveau industriel et du transport où les  
16 biocarburants, l'hydrogène vert, les GMR vont  
17 servir d'appui stratégique pour limiter, si vous  
18 voulez, les efforts d'électrification au domaine du  
19 possible.

20 Et dans ce cas-ci, quand on parle  
21 d'hydrogène vert, il faut savoir que c'est un sujet  
22 qui anime énormément de discussions d'un point de  
23 vue mondial. Alors au Québec, déjà le gouvernement  
24 a annoncé son intention de déposer une stratégie,  
25 mais au niveau canadien aussi. Et bien sûr, tout ça

1 s'intègre aux normes de carburants propres et  
2 autres règlements de teneur minimale autant au  
3 niveau des gaz naturels renouvelables que des  
4 biocarburants, puisque dans le cas des bioénergies  
5 de prochaine génération, souvent elle intègrent à  
6 des productions d'hydrogène.

7 Vous n'avez qu'à penser au fait que  
8 justement, il y a eu déploiement de quatre-huit  
9 mégawatts (88 MW) d'électrolyseurs auprès d'usines  
10 de biocarburants par la société d'état étonnamment,  
11 ce qui illustre mon propos.

12 Après avoir consulté nos membres et nos  
13 partenaires, juste pour donner un ordre de  
14 grandeur, l'AQPER établit que la demande en  
15 électricité pour la production d'hydrogène vert  
16 passera de vingt mégawatts (20 MW), donc en deux  
17 mille vingt (2020), à plus de six cent cinquante  
18 mégawatts (650 MW) au milieu de la décennie pour  
19 s'établir au-delà de mille mégawatts (1000 MW) à  
20 l'horizon vingt trente (2030).

21 Donc ça, ça donne une idée de l'impact que  
22 l'hydrogène vert pourrait avoir sur notre demande  
23 en électricité. Un impact qui pour l'instant n'est  
24 pas considéré par un rapport comme trajectoire de  
25 Dunsky. Donc, c'est au-delà de ce qui a été énoncé,

1 ce que je vous ai énoncé pour le rapport Dunsky.

2 Pour le reste des points, je vais repasser la  
3 parole à mon collègue, monsieur Cormier.

4 M. PASCAL CORMIER :

5 R. Oui, bonjour. Un élément également qu'il faut  
6 considérer c'est les impacts qui pourraient  
7 résulter de la crise de la pandémie qu'on vient de  
8 vivre. C'est-à-dire les mesures que je pourrais  
9 appeler « protectionnistes » de certains états, et  
10 puis le Québec ne fait pas exception à ça.

11 Quand on parle d'enjeux liés à la sécurité  
12 alimentaire, le Distributeur en a tenu compte  
13 d'ailleurs en demandant une modification aux tarifs  
14 applicables aux serres. Donc, c'est un élément  
15 qu'il faut considérer, puis ça c'est un petit peu  
16 partout dans le monde et surtout au Québec où il y  
17 aurait peut-être des demandes accrues pour la  
18 production en serres qui pourrait augmenter la  
19 quantité d'énergie dans les années à venir.

20 Finalement, un autre enjeu qu'il faut  
21 considérer c'est l'impact de la... Un autre impact  
22 de la pandémie, je pourrais dire, C'est sur le  
23 changement organisationnel du travail. On parle de  
24 plus en plus d'un mode hybride à l'avenir qui va  
25 être - comment je pourrais dire? - perpétuel.

1 C'est-à-dire la structure organisationnelle  
2 pourrait changer de façon pérenne et cela fait en  
3 sorte d'augmenter les besoins d'espaces  
4 résidentiels.

5 Pour l'avoir vécu personnellement, les  
6 maisons sont toujours plus petites qu'avant la  
7 pandémie avec le travail à la maison et des fois  
8 les enfants à la maison. Donc, on pourrait  
9 s'attendre à ce qu'il y ait des effets qui feraient  
10 en sorte d'augmenter la charge pour le chauffage  
11 d'espaces résidentiels dans le futur et une baisse  
12 d'espaces commerciaux qui... en tant qu'économiste,  
13 il y a une économie d'échelle à avoir tout le monde  
14 au même endroit dans des espaces de travail plus  
15 petits.

16 Donc, c'est un élément qu'à mon avis la  
17 Régie devrait comme étant un risque potentiel  
18 d'augmentation de la demande d'électricité, qui  
19 pourrait affecter différemment la pointe également;  
20 il y aurait peut-être des reprises en charge moins  
21 importantes étant donné que les gens vont être à la  
22 maison en après-midi au lieu d'avoir des reprises  
23 de charge à l'arrivée du travail.

24 Finalement, il y a également un élément  
25 qu'on a mentionné dans le rapport de l'AQPR à

1 l'effet que provenant d'un rapport  
2 « gouvernementaux » qui a été produit voilà  
3 quelques années, il était fait mention de  
4 l'importance d'avoir une certaine marge de  
5 manoeuvre au niveau des approvisionnements en  
6 électricité et on parlait alors d'une marge de  
7 manoeuvre d'approximativement deux point cinq pour  
8 cent (2,5 %) de la demande, ce qui est, si on  
9 utilise une demande de cent quatre-vingts  
10 térawattheures par année (180 TWH/a), on parle de  
11 quatre, cinq térawattheures (4-5 TWH)  
12 approximativement.

13           Donc, quand il faut analyser les éléments  
14 qui feront partie de la prévision de la demande,  
15 c'est un élément qui devrait être pris en  
16 considération. Et ça complète les explications, je  
17 vais laisser monsieur Durany terminer cette  
18 diapositive.

19 M. GABRIEL DURANY :

20 R. Merci, Monsieur Cormier. Donc, je crois qu'il est  
21 assez clair, là, que ce que notre propos nous mène  
22 à dire, c'est que du point de vue de la taille, il  
23 semble... en tout cas, on veut essentiellement dire  
24 à la Régie et à la formation qu'il semble y avoir  
25 un risque important, voire accru, là, au niveau des

1 approvisionnements, que finalement ces  
2 approvisionnements seraient fort probablement  
3 insuffisants pour répondre à des besoins qui sont  
4 prévisibles et qui sont liés non seulement à ce  
5 qu'on vient de vivre, comme l'a dit monsieur  
6 Cormier, mais également aux objectifs climatiques  
7 que la province s'est donné. Donc, c'est un risque  
8 réel auquel il faut répondre. Merci.

9 M. PASCAL CORMIER :

10 R. Oui, toujours sur cette fenêtre, j'ai oublié un  
11 élément qui était important, qui faisait partie de  
12 notre rapport. Il faut également considérer dans la  
13 demande potentielle accrue qui pourrait arriver,  
14 l'augmentation de la demande provenant de la  
15 production de cryptomonnaie.

16 En effet, lors de la rédaction du rapport  
17 initialement, la prévision pour la charge associée  
18 à la cryptomonnaie était basée sur les résultats de  
19 l'appel d'offres de trois cents mégawatts (300 MW)  
20 qui étaient autour de trente mégawatts (30 MW).  
21 Depuis ce temps, la Régie est présentement à  
22 l'étude, là, de mettre en marché les deux cents  
23 soixante-dix mégawatts (270 MW) supplémentaires  
24 pour cette industrie qui, comme a été mentionné par  
25 un représentant du Distributeur, a évolué

1 rapidement et certainement qu'il y a une certaine  
2 pérennité qui s'est établie, là, avec des joueurs  
3 qui sont de plus en plus gros.

4 Donc, il y a une bonne probabilité que la  
5 consommation d'électricité pour la production de  
6 cryptomonnaie demeure existante, là, pour les  
7 périodes des prochaines années. Donc ici, on parle,  
8 si on considère la totalité du... la partie du bloc  
9 manquant, ainsi qu'un bloc supplémentaire de  
10 quarante mégawatts (40 MW) pour les réseaux  
11 municipaux, d'approximativement deux point six  
12 térawattheures (2.6 TWH), là, si on prend un taux  
13 d'utilisation de quatre-vingt-quinze pour cent  
14 (95 %).

15 Donc, ça complète cette diapositive-là. On  
16 pourrait passer à la prochaine page, s'il vous  
17 plaît. Ici, nous allons parler plus spécifiquement  
18 d'évolution et prévision des besoins en puissance  
19 du Distributeur. On a reproduit le graphique 8 de  
20 la preuve, là, je considère que vous avez lu la  
21 preuve, mais c'était pour montrer l'importance de  
22 l'évolution de la prévision de la demande.

23 La ligne bleue que l'on voit à gauche,  
24 c'est la prévision des besoins de pointe qui a été  
25 établie à l'automne deux mille dix-huit (2018). Par

1           contre, la ligne orange, c'est l'évolution des  
2           besoins de la pointe du Distributeur dans le  
3           présent dossier lorsque ça a été déposé en deux  
4           mille dix-neuf (2019).

5                       Et finalement, la ligne jaune est le  
6           recalibrage de la prévision, suite à la  
7           réévaluation, à l'état d'approvisionnement qui a  
8           baissé un peu. Et on voit que la variation est  
9           somme toute importante, là, d'une année à l'autre.

10                      L'AQPER partage la vision du Distributeur  
11           quant à l'impact de baisse à court terme lié à la  
12           pandémie comme pour les mêmes raisons que l'on a  
13           expliquées pour le graphique sur l'énergie.  
14           Toutefois, comme on a mentionné, les poussées  
15           inflationnistes de nature conjoncturelle devraient  
16           être considérées, là, comme un risque potentiel,  
17           là, de pouvoir diminuer davantage les besoins de  
18           puissance à court terme.

19                      Cette révision à la baisse des besoins de  
20           puissance pour les sept premières années du plan  
21           réduit grandement les besoins pour des ressources  
22           en puissance provenant de ressources GDP que l'on  
23           considère moins performantes que des ressources de  
24           puissance provenant de producteurs électriques,  
25           incluant le couplage énergie renouvelable et

1 stockage. Donc ça, ça complète. Prochaine page s'il  
2 vous plaît, Madame la greffière.

3 Ici, on a mis, on a reproduit le graphique  
4 9, c'est l'évolution des prévisions des besoins en  
5 puissance du Distributeur, c'est la suite. On a mis  
6 en relation la différence entre la prévision  
7 amendée suite à la pandémie, soit la ligne orange,  
8 et la prévision deux mille dix-huit (2018) et on  
9 note que la différence entre les deux, qui se  
10 trouvent à être les bâtonnets jaunes, correspond en  
11 partie à la croissance des besoins associés à Hilo.

12 Donc, selon nous, une des raisons qui  
13 justifie... bien pour lequel il a été justifié  
14 comme étant un moyen à court terme était pour  
15 répondre à la demande de puissance accrue qui se  
16 présentait, là, lors du dépôt du Plan. Évidemment,  
17 demande qui a baissé quelque peu suite à la  
18 pandémie qu'on a tous vécue.

19 On tient à mentionner que Hilo est un  
20 agrégateur offrant une ressource en puissance  
21 similaire à celle offerte par de nombreux autres  
22 agrégateurs actifs ailleurs en Amérique du Nord. Le  
23 prix de la puissance offerte par Hilo, basé sur les  
24 coûts... en partie basé sur les coûts évités de  
25 cent quinze dollars du kilowatts/année

1 (115 \$/kW/a) en puissance - j'ai mis la référence  
2 ici, là, c'est la pièce publique P-0032, page 6 -  
3 selon nous est de beaucoup supérieure à ce que l'on  
4 voit dans les résultats des appels d'offres où des  
5 agrégateurs ont participé.

6 En effet, dans le réseau ontarien - une  
7 référence que l'on a déposée en preuve - les  
8 résultats qui ont été dévoilés en décembre deux  
9 mille dix-neuf (2019) montrent un coût en puissance  
10 de cinquante-huit point soixante-treize dollars du  
11 kilowatt/année (58,73 \$/kW/a). Et ça, c'est pour...  
12 c'est la combinaison...

13 En Ontario, ils ont une pointe d'hiver et  
14 une pointe d'été et c'est beaucoup plus serré l'été  
15 qu'en hiver. Et c'est un prix moyen, là, de  
16 cinquante-huit (58), donc on pourrait penser, étant  
17 donné que la situation est plus corsée en été qu'en  
18 hiver, que le prix de la puissance en hiver est  
19 inférieur au cinquante-huit point soixante-treize  
20 dollars du kilowatt/année (58,73 \$/kW/a).

21 Les agrégateurs sont des entreprises  
22 opérant dans des marchés compétitifs n'ayant pas de  
23 caractéristiques propres associées au monopole  
24 naturel. L'offre d'énergie solaire par Hilo,  
25 couplée à du stockage prévu à la Phase 2 est un

1           approvisionnement post-patrimonial, selon nous, et  
2           non un simple contrôle de charge à partir des  
3           ressources déjà existantes. Selon nous, c'est de la  
4           nouvelle production électrique.

5                       L'offre de puissance provenant  
6           d'agrégateurs devrait se faire par le truchement  
7           d'appels d'offres tout en apportant les avantages  
8           attribués à Hilo. Effectivement, la part apportée  
9           par des agrégateurs, qui réduit la charge dans des  
10          régions du réseau qui sont à forte demande,  
11          c'est-à-dire les régions urbaines entre autres où  
12          les résidences sont situées, serait la même, que ce  
13          soit Hilo ou un agrégateur autre. Donc, je vais  
14          laisser monsieur Durany compléter cette page.

15          M. GABRIEL DURANY :

16          R. Bien tout simplement pour résumer les propos qui  
17          ont été tenus par monsieur Cormier au cours des  
18          deux dernières diapositives, là, simplement énoncer  
19          que l'AQPER est préoccupée par le traitement  
20          préférentiel qui est offert à Hilo, ce qui recoupe  
21          les motifs d'intervention que je vous ai cités au  
22          début. C'est-à-dire qu'il est important pour  
23          l'AQPER de favoriser une forte et saine compétition  
24          dans les produits énergétiques au Québec afin  
25          d'assurer le produit de meilleure technologie et de

1 meilleur prix aux clients du Distributeur. Merci.

2 M. PASCAL CORMIER :

3 R. Excusez-moi, mon micro est ouvert. La présente page  
4 va traiter spécifiquement d'un élément qui, je dois  
5 vous l'avouer, là, comme analyste en énergie, m'a  
6 grandement surpris au moment d'étudier la preuve,  
7 là, voilà déjà plusieurs mois, c'est-à-dire  
8 l'évolution de l'énergie éolienne.

9 Comme vous, j'ai constaté voilà plusieurs  
10 années les premiers appels d'offres où le prix de  
11 l'énergie éolienne était assez élevé. On a noté une  
12 évolution à la baisse, qui est tout à l'avantage  
13 des consommateurs au Québec et ailleurs.

14 De plus, comme on peut le voir au graphique  
15 12, il y a une particularité intéressante pour la  
16 production éolienne par rapport aux besoins du  
17 Québec. C'est-à-dire qu'au Québec, comme on le  
18 sait, il y a beaucoup de chauffe pour les demandes  
19 électriques. Et le facteur d'utilisation moyen des  
20 ressources éoliennes montre qu'il est plus élevé en  
21 période hivernale qu'en période estivale. Donc, il  
22 y a une corrélation naturelle qui existe et qui  
23 doit être considérée par la Régie, là, quand on  
24 prend en considération ce type de production.

25 D'ailleurs, selon l'IRENA, qui est

1 International Renewable Energy Agency, le coût de  
2 la production éolienne a baissé de quarante-quatre  
3 (44) à soixante-dix-huit pour cent (78 %), désolé.  
4 Depuis les années deux mille sept (2007) à deux  
5 mille dix (2010).

6 Toujours selon l'IRENA, le coût moyen de la  
7 production éolienne « on shore », c'est-à-dire sur  
8 terre, là, le type d'éolienne qui sont installées  
9 au Québec - mondial - oscille entre cinq point un  
10 (5,1 ¢US/kWh) et neuf point et neuf point neuf sous  
11 US du kilowattheure (9,9 ¢US/kWh). On s'entend,  
12 ici, c'est des prix sur l'ensemble de la planète,  
13 là, avec des conditions de marché qui peuvent faire  
14 en sorte que c'est plus cher à certains endroits.

15 D'ailleurs, les projets les plus  
16 compétitifs offrent l'énergie à trois sous US du  
17 kilowattheure (3 ¢US/kWh). Et finalement, comme  
18 j'ai mentionné, le profil de production éolienne  
19 mensuelle est positivement corrélé avec le profil  
20 de la charge des clients du Distributeur.

21 Prochaine diapositive, monsieur Durany va  
22 parler plus amplement des technicalités de la  
23 production éolienne - de l'énergie éolienne.

24 M. GABRIEL DURANY :

25 R. Merci, Monsieur Cormier. Rebonjour à tous. Alors,

1 si vous voulez, pour expliquer un peu les tendances  
2 qui entourent l'énergie éolienne depuis la dernière  
3 décennie, on a choisi, à gauche, une image qui est  
4 tirée d'un rapport... Lazard, qui est en fait, si  
5 vous voulez, un coût actualisé d'énergie pour des  
6 nouveaux approvisionnements éoliens sans  
7 subventions. Donc, c'est ça que vous voyez dans le  
8 titre en haut.

9           Puis ce qui est intéressant dans ce  
10 graphique-là - puis là c'est très visuel - c'est  
11 qu'on voit depuis deux mille neuf (2009) à deux  
12 mille vingt (2020) une baisse soutenue, si vous  
13 voulez, des coûts de l'éolien. Et que ce coût-là,  
14 si vous voulez, même s'il s'est stabilisé dans les  
15 cinq dernières années, il continue à descendre.

16           Quant à pouvoir se projeter en avant sur la  
17 durée du plan qui est ici discuté, donc à l'horizon  
18 vingt-trente (2030), alors là on utilise une autre  
19 source, qui est un autre rapport d'IRENA, et ce  
20 rapport-là s'appelle « Le futur du vent » -  
21 « Future of wind » en anglais - où là vraiment,  
22 c'est un rapport qui ressemble un peu à l'exercice  
23 auquel s'est prêtée la firme Dunsky, c'est un  
24 rapport de modélisation pour tenir les cibles...  
25 les cibles climatiques mondiales.

1 Et là, à ce moment-là, si on regarde ce  
2 rapport-là, c'est très intéressant, parce qu'on  
3 parle à ce moment-là d'une continuation de la  
4 baisse de coût, de l'ordre des vingt (20) à  
5 cinquante pour cent (50 %) par rapport aux coûts de  
6 deux mille dix-huit (2018). On parle aussi d'une  
7 grande augmentation de capacité installée dans ce  
8 rapport-là.

9 Donc, à l'horizon deux mille trente (2030),  
10 trois fois la capacité installée par rapport à deux  
11 mille dix-huit (2018) et en deux mille cinquante  
12 (2050), neuf fois. Cela va positionner l'énergie  
13 éolienne au premier rang des moyens de production  
14 électrique mondiaux, avec trente-cinq pour cent  
15 (35 %) des besoins mondiaux qui seront comblés par  
16 l'éolien. Donc ça, c'est pour le futur, puis  
17 ensuite on a regardé la dernière décennie.

18 Mais sachez qu'au Canada et au Québec, il y  
19 a un grand potentiel éolien. Il y a une chaîne de  
20 valeur structurée, des acteurs communautaires  
21 impliqués, autant au niveau municipal  
22 qu'autochtone.

23 Les dernières annonces... le dernier projet  
24 qui a été annoncé au Québec, qui est le projet  
25 d'Apuiat, illustre mon propos. Il joint plusieurs

1 communautés innues avec un des membres de l'AQPER  
2 dans la création d'un parc éolien de deux cents  
3 mégawatts (200 MW), qui est devenu le parc éolien  
4 le moins cher mis sous contrat par... selon les  
5 propos rapportés, là, dans La Presse, mis sous  
6 contrat par la société d'État.

7 Et après ça, aussi, il y a d'autres points  
8 de référence de ces tendances-là. Donc, les  
9 tendances deux mille neuf, deux mille vingt  
10 (2009-2020) que vous voyez à gauche, elles sont  
11 illustrées par des éléments dont nous avons été  
12 témoins.

13 Premièrement, il y a eu un appel d'offres  
14 au Québec... l'appel d'offres de deux mille  
15 quatorze (2014) qui est sorti à un prix moyen de  
16 six point trois sous le kilowattheure (6.3 ¢/kWh).  
17 Mais ensuite, on a constaté cette tendance à la  
18 baisse à travers des appels d'offres qui ont été  
19 tenus dans d'autres juridictions canadiennes,  
20 telles que la Saskatchewan, l'Alberta, mais aussi  
21 dans plusieurs juridictions américaines.

22 Donc, Madame la Greffière, on peut passer à  
23 la prochaine diapositive pour parler maintenant  
24 d'énergie solaire qui, sans m'étendre... Parce que  
25 vous voyez... Je ne sais pas si vous voyez, là,

1 Monsieur le Président, Mesdames les Régisseuses,  
2 mais la diapositive est construite exactement de la  
3 même façon. C'est la même information.

4           Donc, sans tout répéter, ce que je peux  
5 vous dire sur le solaire, c'est que sensiblement  
6 les mêmes tendances qui sont à l'oeuvre : une  
7 baisse très prononcée de coûts. Encore plus  
8 prononcée, certains vous diront, mais qui s'est  
9 stabilisée dans les dernières années avec une  
10 projection qui établit une continuation de cette  
11 baisse de coûts et des éléments... c'est-à-dire,  
12 des appels d'offres dans des juridictions  
13 canadiennes autres... ou dans des juridictions  
14 autour du Québec, qui démontrent, hein, de façon  
15 très claire cette baisse de prix.

16           Et finalement, je vous dirais simplement,  
17 il y a un élément important à retenir du rapport  
18 IRENA, le futur du solaire photovoltaïque. C'est  
19 que les hausses de capacité sont énormes en  
20 solaire. Donc, on parle de six fois les capacités  
21 installées de deux mille dix-huit (2018) au niveau  
22 mondial en deux mille trente (2030), et dix-huit  
23 (18) fois les capacités installées de deux mille  
24 dix-huit (2018) à l'horizon deux mille cinquante  
25 (2050), alors que le solaire s'établira comme le

1 second moyen de production électrique au monde.

2 Alors, c'est très important, dans les  
3 stratégies de projets d'approvisionnement, de  
4 réfléchir au solaire. Je vous remercie.

5 M. PASCAL CORMIER :

6 R. Prochaine page, s'il vous plaît, Madame la  
7 greffière. Oui. Donc, en continuité avec... Là, on  
8 vient de parler de l'apport ou enfin, de  
9 l'évolution de l'énergie éolienne. Fort de cette  
10 information qui, à mon avis, qui change  
11 structurellement, là, la vision du futur, là, pour  
12 l'énergie, dans le cadre de notre preuve, on a fait  
13 un exemple... un exemple typique, là, d'acquisition  
14 d'un bloc éolien de mille mégawatts (1000 MW) avec  
15 un facteur d'utilisation... avec certaines  
16 hypothèses, là, on a utilisé un facteur  
17 d'utilisation de quarante-cinq pour cent (45 %).

18 Cette information-là provient des membres  
19 de l'AQPER qui m'indiquent qu'avec les nouvelles  
20 technologies puis l'expérience acquise, on pourrait  
21 s'attendre à des parcs éoliens ayant des facteurs  
22 d'utilisation plus élevés que les premiers parcs  
23 éoliens. Donc, de l'ordre de quarante-cinq pour  
24 cent (45 %). Sans rentrer dans le détail, tout est  
25 dans la preuve par rapport aux hypothèses. On

1 arrive avec un gain net, malgré le fait qu'il y  
2 aurait un surplus d'énergie en période estivale  
3 associé à cet approvisionnement-là, un gain net de  
4 quatre-vingts millions (80 M\$).

5 C'est un peu ce qu'un des représentants du  
6 Distributeur a mentionné, là, qu'il pourrait y  
7 avoir des stratégies d'approvisionnement qui  
8 feraient en sorte que d'avoir un contrat à long  
9 terme pourrait être bénéfique pour l'ensemble de la  
10 clientèle du Distributeur dans la mesure où ça  
11 évite des coûts évités en puissance et des coûts  
12 évités en achats de court terme qui, selon  
13 l'historique des achats de court terme, oscillent  
14 autour de quatre-vingt-quinze dollars (95 \$) dans  
15 les périodes hivernales bien sûr.

16 Ce qui est cohérent avec certaines  
17 informations qui ont été discutées lors du présent  
18 dossier, là, où on parle en deux mille vingt-neuf  
19 (2029), là, d'un coût moyen de quatre-vingt-un  
20 dollars (81 \$), là, par rapport aux sources du  
21 Distributeur. Donc, si on évalue la différence  
22 entre les coûts d'hiver puis les coûts moyens, bien  
23 on arrive à peu près dans les mêmes eaux.

24 Donc, on voit que ça pourrait être une  
25 stratégie qui pourrait être gagnante d'aller vers

1 l'avant, compte tenu de l'évolution du prix de la  
2 production éolienne qui fournit, comme je le dis,  
3 de la puissance également qu'il faut tenir en  
4 considération. J'ai utilisé dans le scénario la  
5 puissance offerte par l'entente d'intégration  
6 éolienne, soit quarante pour cent (40 %). Donc  
7 quatre cents mégawatts (400 MW) sur un total de  
8 mille mégawatts (1000 MW).

9 On peut passer à la prochaine page, s'il  
10 vous plaît. Concernant les achats de puissance.  
11 Comme nous l'avons dit précédemment, nous sommes  
12 d'avis qu'à court terme les besoins pour aller en  
13 urgence, là, acquérir des besoins de puissance qui  
14 pourraient provenir, par exemple, de ressources  
15 comme Hilo à des prix plus chers que le marché de  
16 court terme, on doit considérer la réalité du  
17 marché de court terme.

18 En attendant la contribution en puissance  
19 des nouveaux contrats en énergie - exemple,  
20 l'éolien - et en puissance - exemple, batteries,  
21 agrégateurs, et cetera - ... Parce qu'on s'entend,  
22 la mise en place de processus d'appel d'offres, là,  
23 ce serait difficile de répondre à l'hiver deux  
24 mille vingt et un, deux mille vingt-deux  
25 (2021-2022) avec un tel... si vous alliez dans une

1 direction de la sorte. Nous, on est d'avis, qu'il y  
2 a suffisamment de profondeur dans les marchés de  
3 court terme pour répondre aux besoins à très court  
4 terme pour les prochaines années.

5 Le Distributeur, selon nous, sous-estime la  
6 contribution du marché de puissance de court terme.  
7 La totalité de la capacité de transit aux  
8 interconnexions entre le Québec et l'État de New  
9 York en mode importation totalisant onze cents  
10 mégawatts (1100 MW) doit être considérée.

11 En effet, il existe plusieurs milliers de  
12 mégawatts de puissance disponibles en hiver sur ce  
13 marché voisin. Selon le NPCC - j'ai mis la note, la  
14 référence dans le bas de la présente page - il y a  
15 un excédent, une marge de manoeuvre pour répondre à  
16 la pointe d'hiver de New York de près de dix mille  
17 mégawatts (10 000 MW). En effet, New York pointe  
18 l'été principalement pour des besoins de  
19 climatisation. Et ils ont la capacité installée  
20 pour répondre à ces besoins-là. Toutefois, les  
21 besoins de pointe de l'État de New York sont autour  
22 de vingt-quatre mille mégawatts (24 000 MW).

23 Donc, selon nous, il y a suffisamment de  
24 profondeur dans ce marché pour remplir la totalité  
25 du onze cents mégawatts (1100 MW) si les conditions

1 de marché sont assez intéressantes pour attirer les  
2 joueurs présents dans l'État de New York. De plus,  
3 les ressources provenant de la zone de réglage  
4 doivent également être considérées.

5 En effet, basé sur l'information qui a été  
6 déposée dans le présent dossier à la pièce B... -  
7 là, j'y vais de mémoire là - B-0041, page 46, en  
8 réponse à une demande de l'AHQ-ARQ. Lors du  
9 dernier... enfin, lors des appels de propositions  
10 pour répondre aux besoins de court terme de janvier  
11 et février deux mille vingt (2020), il y a eu près  
12 de onze cents mégawatts (1100 MW) qui  
13 proviendraient de ressources ici au Québec puisque  
14 le Distributeur a mentionné avoir reçu uniquement  
15 soixante-quinze mégawatts (75 MW) d'offre provenant  
16 de New York, pour un total de onze cent soixante-  
17 quinze (1175 MW).

18 Donc, selon nous, les ressources situées  
19 sur d'autres réseaux voisins doivent également être  
20 considérées, en plus de ce que viens de vous  
21 mentionner. Comme on avait... comme il a traité en  
22 preuve, le Nouveau-Brunswick a déjà été considéré  
23 pour répondre à un appel de proposition pour les  
24 besoins de court terme. Dans le passé, ça vient  
25 d'un document produit par Hydro-Québec.

1                   Donc, selon nous, il est raisonnable de  
2                   penser qu'il y a au moins plus de deux mille  
3                   mégawatts (2000 MW) de ressources de puissance de  
4                   court terme. Évidemment, si les conditions de  
5                   marché sont assez favorables pour attirer l'intérêt  
6                   des producteurs. Et on s'entend que la marge entre  
7                   les prix de dix sous du kilowatt (10 ¢/kW), comme  
8                   on voit dans le réseau de New York et le prix payé  
9                   par le Distributeur pour certaines ressources en  
10                  puissance, là, qui peuvent être très élevées, je  
11                  pense au GDP Affaires lors des derniers hivers, qui  
12                  était de soixante-dix dollars du kilowattheure  
13                  (70 \$/kWh), il y a de la marge pour attirer  
14                  certains joueurs des réseaux voisins si le  
15                  besoin... si besoin il y a, besoin qui est  
16                  déterminé par le Distributeur quelques mois avant  
17                  l'hiver, là, c'est-à-dire à l'automne, octobre ou  
18                  novembre.

19                  Finalement les résultats des derniers  
20                  encans mentionnés par le représentant du  
21                  Distributeur à l'effet qu'il y avait uniquement dix  
22                  pour cent (10 %) de participation. Comme je l'ai  
23                  mentionné, selon nous ce sont des... des résultats  
24                  qui sont basés sur des... des circonstances  
25                  particulières, où le prix de la puissance,

1 généralement de court terme, était relativement...  
2 bien pas relativement, était très, très bas.

3 Prochaine page s'il vous plaît. Maintenant  
4 on va traiter, dernier item, les réseaux autonomes.  
5 L'AQPER est d'avis que la pandémie n'aura pas  
6 d'impact sur la prévision de la demande en réseaux  
7 autonomes, dû aux particularités de cette  
8 prévision-là, qui n'était pas reliée aux cycles  
9 économiques, mais plutôt à des... à des conditions  
10 telles que l'évolution de la population.

11 L'AQPER est également favorable à la  
12 décarbonation de la production d'électricité dans  
13 les réseaux autonomes. Le Distributeur doit  
14 envisager l'ensemble des options d'énergie  
15 renouvelable, incluant l'usage de la biomasse, par  
16 exemple, pour l'alimentation de ces réseaux.

17 Les avancées technologiques dans le domaine  
18 de la gestion des réseaux, réseaux intelligents,  
19 doivent également faire partie de la solution à  
20 envisager pour l'alimentation des réseaux  
21 autonomes. L'utilisation de la biomasse et autres  
22 formes de bionénergies permet d'optimiser une  
23 ressource qui est abondante au Québec. On pense...  
24 aux... résidus forestiers, par exemple.

25 Le Distributeur ne doit pas favoriser le

1           raccordement des réseaux autonomes au réseau  
2           principal sans, au préalable, procéder à une  
3           analyse comparative avec les solutions de type  
4           production d'énergie renouvelable, comme cela sera  
5           le cas dans la Phase 2 du présent dossier pour les  
6           îles-de-la-Madeleine.

7                     Ça complète les commentaires sur les  
8           réseaux autonomes. Prochaine page.

9                     Maintenant nous sommes à l'étape des  
10          conclusions et recommandations. Nous avons mis dans  
11          la présentation l'ensemble des conclusions et  
12          commentaires faits, je ne les répéterai pas tous,  
13          là, je vais juste aller aux plus importants.  
14          Évidemment, un premier commentaire qui a été fait  
15          lors du premier dépôt du rapport, c'était avant  
16          l'amendement de la prévision, là, on voulait  
17          qu'Hydro-Québec et la Régie considèrent l'impact de  
18          ce choc planétaire qu'on vient de vivre, ça a été  
19          fait.

20                    Deuxième commentaire, de l'avis de l'AQPER,  
21          la baisse des prévisions des ventes du Distributeur  
22          à court terme vient démontrer la non-nécessité  
23          d'avoir recours à des moyens en gestion de la  
24          demande, qui pourraient s'avérer être plus chers  
25          que les autres alternatives qu'on pourrait avoir

1 par le truchement d'appels de propositions, qui  
2 pourraient prendre un certain temps à développer.  
3 Soit les premières années du Plan.

4 Selon l'AQPER, autre commentaire, les  
5 ressources pour répondre aux nouveaux besoins en  
6 énergie et en puissance post-patrimoniale doivent  
7 être octroyés via un mécanisme d'appel d'offres, et  
8 ce, pour et au bénéfice des clients du  
9 Distributeur.

10 En effet, le processus d'appel d'offres  
11 permet d'aller capter le plus bas prix possible  
12 dans un contexte où les offrants ne sont pas des  
13 entités réglementées, où on peut aller voir dans le  
14 coût de service de chacun de ces offreurs-là.

15 En voulant augmenter significativement le  
16 recours au achats de court terme pour répondre à  
17 des besoins planifiés de long terme, comme il est  
18 prévu dans la stratégie d'approvisionnement du  
19 Distributeur, l'AQPER est d'avis que le  
20 Distributeur ne semble pas respecter la décision de  
21 la Régie, qui a permis l'utilisation de la dispense  
22 d'aller en appel d'offres uniquement pour répondre  
23 à des déséquilibres ponctuels et non sur une base  
24 prévisionnelle ou de planification. Prochaine page.

25 Cinquième commentaire, j'en parlais

1 rapidement, là, on est d'avis que le prix qui  
2 devrait être considéré pour... les achats de court  
3 terme devrait être autour de quatre-vingt-quinze  
4 dollars (95 \$), là, ce qui représente les prix  
5 moyens obtenus dans les encans réels, là, qu'il y a  
6 eu lieu au cours des dernières années, sur la  
7 période deux mille douze, deux mille dix-neuf  
8 (2012-2019), de mémoire. Le détail est dans le  
9 rapport.

10           Finalement, de l'avis de l'AQPER, la part  
11 importante des transactions du Distributeur avec  
12 HQP. C'est-à-dire... il a été démontré que dans les  
13 achats de court terme, historiquement, c'était  
14 principalement Hydro-Québec, par sa position de  
15 dominance de marché, là, vu sa taille sur le réseau  
16 du Québec, qui répond aux besoins de court terme.  
17 Et qu'il devrait y avoir une... favoriser des... un  
18 processus d'appel d'offres, là, pour répondre à ces  
19 besoins, pour remplacer les prévisions de court  
20 terme.

21           Donc, de l'avis de l'AQPER, un recours à de  
22 tels approvisionnements de court terme de manière  
23 systématique est également problématique, car ce  
24 type d'approvisionnement ne procure pas de  
25 puissance, alors qu'un recours à des

1       approvisionnement de long terme, comme on a  
2       mentionné plus tôt dans le scénario d'un appel  
3       d'offres de puissance éolien, apporte également une  
4       contribution en puissance et ce, pour des prix qui  
5       sont significativement bas.

6               Finalement, la prochaine page, sachant  
7       que... Ça, c'est les recommandations qui ont été  
8       établies. Sachant que des nouvelles constructions  
9       dans le secteur éolien prend presque cinq ans,  
10       entre la décision de procéder à un nouvel  
11       approvisionnement et leur mise en service, l'AQPER  
12       est d'avis que le Distributeur devrait agir  
13       rapidement en mettant de l'avant de nouvelles  
14       initiatives d'achat pour rencontrer pareille  
15       demande.

16               Deuxièmement, modifier l'hypothèse de vente  
17       au secteur des cryptomonnaies. Comme on a  
18       mentionné, là on devrait considérer une demande en  
19       énergie... ici, on parle bien d'un bloc d'énergie  
20       qui n'est pas ferme, là, c'est-à-dire qui doit  
21       s'effacer en pointe, donc il n'y a pas d'impact sur  
22       les besoins en puissance, mais bien en énergie de  
23       deux point six térawattheures (2,6 TWh).

24               Troisième point, demander au Distributeur  
25       d'augmenter ses ventes du secteur des chaînes de

1 blocs, c'est-à-dire d'être proactif pour aller  
2 capter cette industrie croissante. Ici, au Québec,  
3 on a la chance d'avoir des joueurs, là, qui sont  
4 bien établis, qui pourraient capter ce type de  
5 développement là, puis ça permet de remplacer de la  
6 production de cryptomonnaie avec des... du charbon  
7 à l'étranger par de l'énergie propre, ici, au  
8 Québec.

9 Et finalement, la dernière page. Le  
10 Distributeur devrait intensifier ses démarches pour  
11 augmenter ses ventes dans le secteur des centres de  
12 données également, pour les mêmes raisons qui ont  
13 été mentionnées, là. C'est... avec... surtout avec  
14 le télétravail, là, les besoins pour le traitement  
15 de données va augmenter partout sur la planète.  
16 Donc, c'est une... une possibilité de développement  
17 économique intéressant pour le Québec.

18 Cinquième point, le Distributeur devrait  
19 ajuster son bilan en énergie pour maintenir, tout  
20 au long de la durée du plan d'approvisionnement,  
21 une marge de manoeuvre de deux point cinq pour cent  
22 (2,5 %), comme on a mentionné plus tôt.

23 Ensuite, reconnaître que la contribution de  
24 Hilo au bilan en puissance est un approvisionnement  
25 en électricité post-patrimoniale, qui devrait être

1 octroyé par appel d'offres, pour les raisons qui  
2 ont été mentionnées plus tôt, également.

3 Et finalement, favoriser une stratégie  
4 d'approvisionnement de long terme, basée sur une  
5 tenue d'appel d'offres de long terme, au lieu de  
6 recourir à des achats de court terme pour répondre  
7 aux besoins du Distributeur sur l'horizon du Plan.  
8 Et ça, dans un mode de planification.

9 Ça complète les recommandations... notre  
10 présentation, ainsi que les recommandations.

11 Me NICOLAS DUBÉ :

12 Q. [20] Merci, Messieurs. Quelques questions pour  
13 terminer votre présentation. Monsieur Cormier,  
14 comment les agrégateurs offrant des services  
15 semblables à Hilo sont-ils considérés sur les  
16 réseaux voisins?

17 R. Oui. Tout d'abord, comme... ça reprend un petit peu  
18 les propos qu'on a émis... qu'on a mentionnés plus  
19 tôt, là... Tout d'abord, les agrégateurs offrent un  
20 produit en puissance, contrôlable par le  
21 coordonnateur du réseau, équivalent à une centrale.  
22 On a parlé de centrale virtuelle, là, plus tôt, là,  
23 dans le présent dossier, là, mais c'est une... une  
24 bonne façon de représenter l'apport de ce type de  
25 produit.

1                   Peu importe la structure du marché, c'est-  
2                   à-dire un marché réglementé comme au Québec, ou un  
3                   marché déréglementé comme en Ontario, ou des  
4                   niveaux de déréglementation différents en Ontario  
5                   ou Nouvelle-Angleterre, l'offre GDP provenant des  
6                   agrégateurs de charge est une ressource en  
7                   puissance servant à répondre aux besoins en  
8                   puissance à la pointe du réseau.

9                   D'ailleurs, dans certains marchés  
10                  déréglementés voisins, les gestionnaires de réseaux  
11                  considèrent la puissance provenant des agrégateurs  
12                  sur le même pied d'égalité aux ressources de  
13                  puissance traditionnelles.

14                 À titre d'exemple, je vous réfère au  
15                 document lié à la note de bas de page 88 de notre  
16                 mémoire - c'est-à-dire C-AQPER-0030, si je ne me  
17                 trompe pas, qui a été déposé en prévision du  
18                 présent témoignage - soit les résultats d'un encan  
19                 pour l'obtention de puissance provenant de  
20                 différentes ressources en GDP de décembre deux  
21                 mille dix-neuf (2019).

22                 Ce sont des encans qui sont faits sur une  
23                 base annuelle ce qui permet de capter l'évolution  
24                 des prix des différentes technologies qui offrent  
25                 de la puissance.

1 D'ailleurs, dans ce document, on note que  
2 l'IESO mentionne que les prix ont baissé depuis les  
3 premiers encans qui ont eu lieu en deux mille  
4 quinze (2015).

5 Donc, contrairement à un taux d'inflation,  
6 monsieur Paquin ce matin a parlé d'une indexation  
7 pour un produit comme Hilo, ici on voit plutôt que  
8 l'effet du marché ou les bienfaits du marché font  
9 en sorte que les prix ont baissé en Ontario, ce qui  
10 a été observé pour la GDP.

11 Et comme vous pourrez le constater en  
12 regardant ce document, l'IESO a obtenu près de  
13 mille mégawatts (1000 MW) pour répondre aux besoins  
14 en puissance pour la pointe hivernale. Neuf cent  
15 dix-neuf (919 MW) pour être plus précis.

16 Le prix moyen était de cinquante-huit point  
17 soixante-treize (58,73 \$) pour les deux encans, les  
18 deux pointes, comme j'ai mentionné.

19 De plus, plusieurs des participants étaient  
20 des agrégateurs. Je vous donne comme exemple NLX  
21 Canada ou Rodan Energy Solutions. Je vous invite à  
22 aller voir le site Web de ces compagnies-là. Vous  
23 allez voir qu'ils offrent des solutions pour  
24 différents types de clients que ce soit commercial,  
25 résidentiel ou industriel.

1 De plus, un point important, comme je l'ai  
2 mentionné plus tôt, les réseaux voisins considèrent  
3 la GDP comme une offre de puissance sur le même  
4 pied d'égalité qu'une centrale.

5 Les encans subséquents en Ontario  
6 accepteront également la puissance offerte par des  
7 producteurs ontariens, ainsi que des producteurs  
8 situés sur les réseaux voisins, ainsi que les  
9 systèmes de stockage.

10 Autrement dit, ils avaient uniquement des  
11 encans pour la GDP pour répondre à leurs besoins en  
12 puissance. Ils les ont ajoutés pour le même encan,  
13 c'est-à-dire qu'il va y avoir des propositions de  
14 différents offreurs sur une même base d'égalité, la  
15 GDP et la production. Ça complète la réponse.

16 Q. [21] Merci. Et selon votre analyse, est-ce que ces  
17 joueurs provenant d'autres juridictions pourraient  
18 être intéressés à venir compétitionner Hilo et est-  
19 ce qu'il y a des barrières qui les empêcheraient de  
20 pénétrer le marché québécois à votre avis?

21 R. Comme j'ai mentionné, évidemment, la mise en place  
22 d'un processus d'appel d'offres pour attirer des  
23 joueurs, mais ça ne pourra pas se faire en quelques  
24 semaines. On est conscients de ça.

25 Toutefois, il est important de comprendre

1 la nature des agrégateurs de cette industrie. Ils  
2 ne possèdent pas de caractéristiques de monopole  
3 naturel. Ils ne doivent pas développer des réseaux  
4 de milliers et de milliers de kilomètres pour  
5 alimenter leur charge. On parle ici de machine ou  
6 d'équipement qui peut se produire facilement. Donc,  
7 selon nous, il n'existe pas de barrières à l'entrée  
8 importantes à cette industrie.

9 À partir du moment que le Québec offrirait  
10 un signal clair qu'il existe un marché offrant une  
11 pérennité pour l'activité d'agrégation, les  
12 agrégateurs que je mentionnés plus tôt, qui sont  
13 actifs sur le réseau voisin ou ici au Canada  
14 pourraient être intéressés et venir participer à  
15 une offre GDP Affaires.

16 De plus, il est intéressant de noter que la  
17 participation à l'offre GDP Affaires d'agrégateurs,  
18 il y a eu une participation d'offre GDP Affaires  
19 d'agrégateurs ici au Québec lors des dernières  
20 années dans le cadre du programme qui était un  
21 programme à l'époque, maintenant un tarif,  
22 programme GDP.

23 Donc, ça démontre que pour une rémunération  
24 de soixante-dix dollars du kilowatt année (70 \$/  
25 kWa), il y avait des agrégateurs qui étaient prêts

1 à offrir du service. Donc, on peut penser que leur  
2 prix de revient est inférieur ou égal à soixante-  
3 dix dollars du kilowatt année (70 \$/kWa).

4 Q. **[22]** Et, Monsieur Durany, souhaiteriez-vous  
5 compléter la réponse de monsieur Cormier, eu égard  
6 au marché québécois?

7 M. GABRIEL DURANY :

8 R. Oui. Bien sûr. Merci, Maître Dubé. Simplement pour  
9 dire que ce que décrit monsieur Cormier, le marché  
10 des agrégateurs et caetera, n'est pas a priori pour  
11 prendre un terme anglais le « core business »,  
12 l'association qui est une association de  
13 producteurs d'énergie, mais il est certain ou quasi  
14 certain que certains membres de l'AQPER  
15 s'intéressaient à ce type de marché ou voudraient  
16 participer dans ce type de marché-là.

17 Sans nommer de noms expressément parce  
18 qu'on ne peut pas présumer de leurs intentions, ce  
19 genre de marché-là va attirer la curiosité et  
20 l'intérêt et l'investissement de façon très très  
21 probable. Donc, je vous remercie.

22 Q. **[23]** Monsieur Cormier, la semaine dernière, la  
23 question de savoir s'il est approprié ou non de  
24 considérer les coûts évités en transport et en  
25 distribution pour évaluer la raisonabilité de la

1 rémunération d'une ressource de type GDP a été  
2 discutée à quelques occasions.

3 En audience publique, maître Legault a  
4 questionné le Distributeur à cet égard-là. Le  
5 RNCREQ en également parlé. Est-ce que vous avez des  
6 commentaires à cet égard?

7 M. PASCAL CORMIER :

8 R. Oui, certainement. Tout d'abord, conceptuellement  
9 parlant, la reconnaissance des moyens GDP incluant  
10 les Agrégateurs sous contrôle du coordonnateur de  
11 réseau, requiert que le réseau soit en mesure de  
12 répondre à la desserte de ses clients participant à  
13 l'offre de puissance de la GDP au moment de la  
14 pointe. Évidemment, si on veut offrir de la coupure  
15 de pointe, il faut prévoir qu'on est prévu être,  
16 faire partie de la prévision de la pointe.

17 En effet, pour que les charges soient  
18 considérées, comme je viens de dire, être en mesure  
19 de diminuer la pointe, elles doivent être  
20 considérées dans la prévision et la planification  
21 du réseau pour les alimenter, que ce soit réseau de  
22 distribution ou de transport.

23 Il faut comprendre que les besoins en  
24 puissance doivent couvrir les besoins en pointe,  
25 plus une réserve qui est approximativement de

1 quatre mille mégawatts (4000 MW).

2 C'est comme une assurance. On peut voir ça  
3 comme un produit d'assurance, au cas où qu'il y ait  
4 des conditions de, je ne sais pas, une perte d'une  
5 ligne au moment d'un très grand, d'une période de  
6 très grand froid au Québec ou d'un très grand froid  
7 qui fait en sorte d'augmenter la pointe historique.

8 Donc, une part importante des ressources en  
9 puissance ne sont pas activées dans les faits, la  
10 plupart des hivers, là, étant donné que c'est une  
11 assurance, on n'atteint jamais quarante-quatre  
12 mille mégawatts (44 000 MW), je donne l'exemple,  
13 là, mettons que la pointe est quarante mille  
14 (40 000) puis il y a quatre mille mégawatts  
15 (4000 MW) de réserve, généralement, la pointe est  
16 en-deçà de quarante-quatre mille (44 000), donc,  
17 souvent les offreurs de puissance ne sont pas  
18 appelés, mais ils ont offert l'assurance, par  
19 exemple, l'électricité interruptible, il y a une  
20 prime fixe pour payer cette assurance-là, mais ils  
21 sont pas appelés à être coupés.

22 Conséquemment, les coûts évités en  
23 distribution et en transport ne devraient pas être  
24 considérés par la Régie dans son analyse économique  
25 de la stratégie d'approvisionnement des différentes

1 ressources en GDP. Ce qui n'est pas le même cas  
2 qu'un tarif BT ou mettre des fenêtres  
3 écoénergétiques qui font en sorte de baisser la  
4 demande de façon constante. Là, on rentre ça en  
5 baisse de demande, parce que le GDP, c'est un moyen  
6 au même titre qu'une centrale, là qui participerait  
7 à un appel d'offres de puissance.

8 Ou qu'un membre de l'AQPER qui participe à  
9 un appel d'offre de puissance avec des batteries,  
10 par exemple.

11 Q. **[24]** Et toujours la semaine dernière, le Président  
12 de la Formation, monsieur Dumas, a posé une  
13 question à monsieur Vaillancourt du RNCREQ. La  
14 question était la suivante et je la paraphrase :

15 Êtes-vous d'avis qu'une initiative de GDP  
16 comportant des coûts pour les consommateurs comme  
17 Hilo, échappe au contrôle de surveillance de la  
18 Régie?

19 Si je vous posais la même question, quelle  
20 serait votre réponse, Monsieur Cormier?

21 R. Bien, en premier lieu, il faut comprendre que la  
22 Régie doit, dans le cadre du présent dossier,  
23 approuver une stratégie d'approvisionnement qui  
24 répond aux besoins anticipés, tout en assurant la  
25 clientèle des achats en énergie et en puissance, au

1 meilleur prix possible.

2 Il existe deux méthodes pour assurer le  
3 meilleur prix possible dans le contexte québécois.  
4 Une évaluation au coût de service pour les  
5 activités de distribution, là.

6 Comme j'ai mentionné, il y a uniquement un  
7 joueur qui peut offrir un réseau de distribution  
8 avec tous les poteaux et toute la flotte de camions  
9 pour alimenter ça. Donc, on parle ici d'une  
10 évaluation au coût de service où on évalue les  
11 salaires, les charges de fonds de retraite, et  
12 caetera, c'est très très détaillé et il y a un  
13 rendement qui est réglementé pour l'actionnaire sur  
14 la base, sur revenu requis pour les activités de  
15 distribution.

16 Et un deuxième point, c'est la deuxième  
17 façon de s'assurer d'avoir les meilleurs coûts  
18 possible, c'est un mécanisme compétitif  
19 d'acquisition des biens et services ne comportant  
20 pas de caractéristiques de monopole naturel.

21 Je donne, par exemple, la production  
22 d'électricité puis les appels d'offres qu'il y a  
23 eus dans les années deux mille (2000), là, pour  
24 alimenter, c'est des producteurs éoliens, là, des  
25 compagnies privées qui n'avaient pas de

1 caractéristiques de monopole naturel, qui ont  
2 participé et les gagnants étaient ceux qui  
3 offraient le plus bas coût possible.

4 C'est la même chose pour la pose de poteaux  
5 ou pour l'achat de crayons et d'équipement  
6 informatique, d'ailleurs.

7 De plus, un mécanisme compétitif assure  
8 également qu'il n'y ait pas de traitement  
9 préférentiel pour les affiliés du Distributeur.  
10 Comme la Régie est parfaitement au courant pour les  
11 appels d'offre en énergie où il y a une structure  
12 pour s'assurer qu'Hydro-Québec Production, même des  
13 représentants du Distributeur l'ont mentionné,  
14 Hydro-Québec doit être considéré comme tout autre  
15 producteur pour les appels d'offre futurs en  
16 énergie et en puissance.

17 En acceptant un contrat conclut de gré à  
18 gré entre Hydro-Québec et son affilié Hilo, la  
19 Régie n'est pas en mesure de surveiller que le  
20 client ait un service ou un produit à un niveau  
21 considéré juste et raisonnable. En effet il n'y a  
22 pas eu le mécanisme de marché qui permet d'assurer  
23 que c'est le plus bas offrant possible, c'est-à-  
24 dire l'offreur qui offre un service de qualité au  
25 plus bas coût possible pour les clients.

1                   Une fois la stratégie acceptée dans le  
2                   cadre du plan d'appro, la Régie se retrouve devant  
3                   un fait accompli lors du prochain dossier  
4                   tarifaire. Ça a été mentionné par l'intervenant  
5                   précédent. Et l'AQPER est parfaitement d'accord  
6                   avec cette vision.

7                   Dans le cadre du présent dossier, vous  
8                   devez considérer la stratégie qui éventuellement va  
9                   résulter en l'inclusion de coûts dans les Tarifs et  
10                  conditions. Dans le cadre actuel, c'est en... pour  
11                  les tarifs applicables en deux mille vingt-cinq  
12                  (2025). Donc, vous devez considérer cette réalité-  
13                  là, puis de s'assurer que l'offre offerte par Hilo  
14                  soit faite par le truchement d'un processus  
15                  compétitif qui s'assure que... Hilo pourrait très  
16                  bien participer à un appel d'offres de la sorte et,  
17                  s'ils sont compétitifs, gagner l'appel d'offres. Ça  
18                  complète ma réponse.

19                Q. **[25]** Et, Monsieur Cormier, comme dernière question  
20                  pour mettre fin à votre interrogatoire en chef à la  
21                  présentation de l'AQPER. En plus de ce que vous  
22                  avez dit lors de votre présentation, est-ce que  
23                  vous avez d'autres commentaires à formuler sur la  
24                  capacité en termes de puissance sur les marchés de  
25                  court terme?

1 R. Oui. Bien, j'en ai parlé un peu. Je vais y aller  
2 rapidement. Comme on a mentionné, comme on peut le  
3 constater, on a déposé un document qui a été  
4 produit par... au NPCC, qui a été écrit par le  
5 Distributeur. La pièce du document, laissez-moi  
6 trouver la source exacte. Ça a été déposé vendredi  
7 dernier, je crois. C'est C-AQPER-0035. Je vous  
8 référerai à la section 5.1 de ce document où le  
9 Distributeur affirme au NPCC qu'il considère onze  
10 cents mégawatts (1100 MW) de ressources en  
11 puissance en provenance de l'État de New York. Ça,  
12 c'est à la section 5.1 page 14 du document.

13 Et à la section 5.3, il est mentionné que,  
14 dans l'éventualité où des besoins accrus  
15 arriveraient, il serait possible également  
16 d'utiliser d'autres interconnexions que celle-ci  
17 pour répondre aux besoins. Là, le verbatim exact,  
18 je vais vous lire, c'est une seule phrase.

19 If, in any case, the expected required  
20 reserve would fall below critical  
21 level, it would be possible to make  
22 some additional purchases from  
23 neighbouring areas.

24 Donc, ça conforte notre position, notre analyse à  
25 l'effet qu'il existe une marge de manoeuvre que, si

1 on additionne les ressources sur le réseau... dans  
2 la zone de réglage du Québec de plus de deux mille  
3 mégawatts (2000 MW). Ce marché offre une certaine  
4 latitude permettant à HQD de mettre en place des  
5 mécanismes d'appels d'offres pour des ressources en  
6 puissance à plus long terme. Comme j'ai mentionné,  
7 ça prend un certain temps pour développer des tels  
8 mécanismes compétitifs qui assurent le meilleur  
9 coût possible. Donc, ça complète la présentation.

10 Q. **[26]** Merci, Messieurs.

11 Monsieur le Président, les témoins sont disponibles  
12 pour être contre-interrogés.

13 LE PRÉSIDENT :

14 Merci beaucoup. Mais avant ça, on va prendre une  
15 petite pause et on va se revoir à dix heures  
16 cinquante (10 h 50).

17 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

18

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 LE PRÉSIDENT :

21 Rebonjour à tous. Alors, on va procéder au contre-  
22 interrogatoire des intervenants. Je fais le tour  
23 une fois de plus. Est-ce qu'il y a des questions  
24 d'AHQ-ARQ? Il ne semble pas. AQCIE?

25

1 Me SYLVAIN LANOIX :

2 Pas de questions, Monsieur le Président.

3 LE PRÉSIDENT :

4 Très bien. CQ3E?

5 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

6 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 Merci. FCEI?

9 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

10 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

11 LE PRÉSIDENT :

12 RNCREQ?

13 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

14 Pas de questions. Merci.

15 LE PRÉSIDENT :

16 ROEÉ?

17 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

18 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 RTIEÉ?

21 Me DOMINIQUE NEUMAN :

22 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

23 LE PRÉSIDENT :

24 UC? Pas de réponse du côté d'UC. Alors, du côté

25 d'HQD, est-ce qu'il y a des questions?

1 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL :

2 Oui, Monsieur le Président, le Distributeur aura  
3 quelques questions de précision.

4 Q. **[27]** Tout d'abord, je suis à la dernière page de  
5 votre présentation, la recommandation numéro 7.

6 Reconnaitre que la contribution de  
7 Hilo au bilan en puissance est un  
8 approvisionnement en électricité  
9 post-patrimoniale qui devrait être  
10 octroyé par appel d'offres.

11 Pouvez-vous juste me confirmer que cette  
12 recommandation-là est en lien justement avec ce que  
13 vous mentionniez à la page 7 de la même  
14 représentation, c'est-à-dire l'offre d'énergie  
15 solaire par Hilo couplée à du stockage prévu en  
16 Phase 2?

17 M. PASCAL CORMIER :

18 R. Oui, par rapport aux approvisionnements,  
19 effectivement, on parle de l'approvisionnement en  
20 énergie solaire supplémentaire qui proviendrait des  
21 ressources d'Hilo ou de l'initiative d'Hilo.

22 Q. **[28]** O.K. Je vous remercie. Ma seconde question  
23 concerne en fait... Pas besoin d'aller au mémoire à  
24 la page 27, puis je pense que vous l'avez reproduit  
25 ici dans vos... non pas les recommandations, mais

1 ce que vous appelez « les commentaires ». En fait,  
2 je vous amène au commentaire numéro 4 pour être  
3 plus précis où vous dites que... où vous êtes :

4 [...] d'avis que le Distributeur ne  
5 semble pas respecter la décision de la  
6 Régie qui a permis l'utilisation de la  
7 dispense d'aller en appel d'offres  
8 uniquement pour répondre à des  
9 déséquilibres ponctuels.

10 Est-ce que je comprends qu'il y a une contestation  
11 de la part de l'AQPER? Est-ce qu'il y a une  
12 contestation ici relativement à la légalité des  
13 stratégies, par exemple, du Distributeur ou si  
14 c'est juste un commentaire? J'aimerais mieux  
15 comprendre le sens de votre commentaire numéro 4.

16 R. Oui, certainement. Je crois que mon procureur va  
17 couvrir cette réponse-là qui est plutôt d'ordre  
18 légal lors de sa plaidoirie.

19 Q. **[29]** Plutôt d'ordre légal, mais est-ce qu'il y a  
20 des aspects factuels également? Est-ce qu'il y a  
21 des éléments particuliers justement dans la  
22 décision qui concernait la dispense - je ne me  
23 souviens pas en quelle année la décision a été  
24 rendue - mais est-ce qu'il y a des éléments  
25 particuliers factuels auxquels le Distributeur

1           conviendrait selon vous?

2       R. Selon nous, la notion de dispense d'aller en appel  
3       d'offres est un facteur qui a été évalué de façon  
4       étroite par la Régie. Bien, pas étroite, dans le  
5       sens précise, là, avec beaucoup d'attention, ainsi  
6       que des participants devant la Régie à l'effet que  
7       tout ce qui est postpatrimonial doit être... tout  
8       approvisionnement postpatrimonial doit être octroyé  
9       dans le cadre d'un processus d'appel d'offres.

10                   Il y a eu dispense pour des raisons  
11       opérationnelles... De mémoire, là. Ça fait  
12       longtemps que j'ai couvert ce dossier-là. Mais il y  
13       a eu dispense pour permettre une certaine  
14       flexibilité pour répondre à des besoins ponctuels,  
15       là, comme des froids extrêmes non prévus ou... - Je  
16       crois que le micro de monsieur Raphals est allumé.  
17       Excusez-moi, là.

18       Q. **[30]** Effectivement, oui.

19       R. Il n'y a pas de problème. Donc pour compléter,  
20       donc, c'est vraiment une notion de l'utilisation de  
21       la dispense d'aller en appel d'offres. On s'entend,  
22       là, c'est gros comme perte. On parle d'aller  
23       par-dessus le... Tout ce qui est excédent du bloc  
24       patrimonial doit être fait de façon très limitée  
25       pour répondre à des besoins ponctuels.

1                   Donc, c'est assez factuel à cet effet-là.  
2                   Selon mon analyse des stratégies  
3                   d'approvisionnement dans les plans  
4                   d'approvisionnement, on doit utiliser de la  
5                   planification long terme, là, pour répondre aux  
6                   prévisions de long terme. Et la dispense d'appel  
7                   d'offres, là, s'est limitée sur une courte période,  
8                   là, qui ne devrait pas être utilisée pour une  
9                   planification jusqu'en deux mille vingt-neuf  
10                  (2029).

11                Q. **[31]** Je vous remercie pour vos précisions. Ça fait  
12                  le tour des questions du Distributeur. Merci.

13                  LE PRÉSIDENT :

14                  Merci.

15                  INTERROGÉS PAR LA FORMATION

16                  Mme SYLVIE DURAND :

17                Q. **[32]** Oui. Bonjour aux témoins. Sylvie Durand.  
18                  D'abord, j'aurais une question sur le rôle des  
19                  agrégateurs. Vous avez parlé des agrégateurs à  
20                  l'extérieur du Québec. J'aimerais... c'est ça,  
21                  comprendre plus comment fonctionnent ces  
22                  agrégateurs-là. Est-ce que c'est des agrégateurs de  
23                  volume? Puis aussi, vous avez parlé qu'ils  
24                  pouvaient offrir des services du type GDP Affaires,  
25                  là. Donc, j'aimerais vous entendre sur le rôle de

1 ces agrégateurs-là et comment ils se compareraient  
2 avec Hilo en tant qu'agrégateur?

3 M. PASCAL CORMIER :

4 R. Excusez-moi, je vais juste consulter monsieur  
5 Durany avant de vous répondre, si ça ne dérange  
6 pas. Un petit instant.

7 Oui. Excusez-moi. Effectivement, quand on  
8 consulte les sites Web, là, des joueurs, là, qui  
9 sont actifs sur les appels d'offres, c'est un des  
10 avantages d'avoir de la transparence, là,  
11 c'est-à-dire on voit vraiment tous les résultats  
12 par volume octroyés. On voit que ces entreprises-là  
13 sont très diversifiées, comme plusieurs entreprises  
14 situées au Québec d'ailleurs, là. Ils ont les  
15 technologies pour le faire et ils peuvent offrir  
16 des services qui ressemblent grandement à Hilo.

17 Et concernant l'offre GDP, je faisais la  
18 référence avec GDP parce que GDP Affaires, c'est  
19 maintenant un tarif qui se trouve à être de la  
20 gestion de la demande, c'est-à-dire de la coupure  
21 de charge au moment de la pointe. Les agrégateurs  
22 situés en Ontario participent à un produit... à un  
23 appel d'offres pour répondre à un besoin en  
24 puissance, où éventuellement le coordonnateur du  
25 réseau en Ontario peut appeler ces joueurs-là, là,

1 pour couper leur charge.

2           Donc, c'est dans ce sens-là que je faisais  
3 le lien avec la GDP, là, c'est un produit GDP,  
4 c'est-à-dire qui coupe... ils sont prévues être là  
5 à la pointe et ils coupent... ils agrègent  
6 plusieurs charges de différentes tailles, beaucoup  
7 de charges commerciales, selon ce que j'ai lu dans  
8 les sites Web des compagnies mentionnées dans la  
9 présentation.

10           Et il y a aussi des services offerts au  
11 résidentiel qu'on trouve sur les sites Web. Donc,  
12 c'est ça, c'est de l'agrégation de différentes  
13 charges pour répondre à un besoin du coordonnateur.  
14 Comme ce fut le cas, par exemple, d'agrégateurs qui  
15 ont participé à l'offre GDP au Québec. Je ne sais  
16 pas si je répons à votre question entièrement? Si  
17 vous avez des questions de suivi, n'hésitez pas.

18 Q. **[33]** Oui. En fait, ce que je comprends c'est que  
19 ces agrégateurs-là, finalement, quand vous dites  
20 « c'est comme Hilo », donc ils installent les  
21 équipement ou les appareils permettant de gérer à  
22 distance; c'est ça, là, c'est qui, qui gère à  
23 distance? Est-ce que c'est l'agrégateur? Est-ce que  
24 c'est le Distributeur? Le Distributeur fait juste  
25 appeler les mégawatts puis c'est l'agrégateur qui

1           envoie les signaux aux clients, un peu à cet  
2           effet-là? Aussi, qui rétribue le client pour son  
3           effacement en puissance? Est-ce que c'est  
4           l'agrégateur ou c'est le Distributeur?

5       R. O.K. Ma compréhension du rôle des agrégateurs était  
6           la même que le rôle des agrégateurs dans l'offre  
7           GDP Affaires avant que ce soit un tarif.  
8           C'est-à-dire que c'est eux qui contrôlent les  
9           charges des clients et c'est eux qui agrègent les  
10          charges et qui donnent le signal à l'opérateur de  
11          réseau qu'il y a effectivement eu coupure de charge  
12          suite à leur initiative.

13                Quand je dis « leur » initiative, bien  
14           l'initiative des agrégateurs qui installent les  
15           appareils de contrôle ou contrôlent, du moins, les  
16           appareils de contrôle qui sont chez les clients  
17           pour leur offrir. Et la rémunération, à ma  
18           connaissance, l'agrégateur est rémunéré par  
19           l'opérateur du réseau suite au résultat de l'appel  
20           d'offres. Et eux rémunèrent d'une façon ou d'une  
21           autre, je ne sais pas si c'est en argent ou en  
22           service ou en crédit, je n'ai pas le détail, là,  
23           mais la relation affaires, là, c'est  
24           client-agrégateur, ensuite agrégateur-opérateur de  
25           réseau.

1 Q. **[34]** O.K. Oui. Et je comprends que ces  
2 agrégateurs-là opèrent dans le marché, tous marchés  
3 confondus, c'est-à-dire résidentiel, commercial,  
4 industriel. L'agrégateur, quand il fait affaire  
5 avec le Distributeur, il n'a pas besoin  
6 d'identifier le marché d'où provient les  
7 effacements, c'est ça?

8 R. C'est ma compréhension.

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

10 R. Comme je l'ai mentionné, les réseaux voisins ont  
11 simplifié grandement l'offre GDP, là, en agrégeant  
12 même les producteurs électriques, là, dans leur GDP  
13 dans les appels d'offres. Mais oui, les agrégateurs  
14 c'est... on ne peut pas spécifier si c'est du  
15 résidentiel, commercial ou industriel, là, c'est...  
16 Selon ce que je comprends de leur système  
17 d'affaires, là, c'est l'ensemble des charges  
18 dépendamment... avec différentes grandeurs de  
19 charge.

20 Q. **[36]** Et donc, les agrégateurs ont accès aux  
21 consommations des clients, s'ils peuvent rémunérer  
22 les clients pour leur effacement, c'est ça que je  
23 comprends aussi?

24 R. C'est ce que je comprends. C'est qu'ils ont le  
25 contrôle des compteurs, là, ou enfin de

1 l'information qui se trouve au compteur.

2 Q. **[37]** O.K. Et puis j'aimerais aussi, je vous ai  
3 entendu dire que l'AQPER, en tant que producteur,  
4 pourrait être intéressée à être agrégateur.  
5 J'aimerais que vous m'expliquiez comment vous  
6 pourriez intervenir comme agrégateur dans ce  
7 marché-là.

8 R. Oui, je vais consulter monsieur Durany, peut-être  
9 qu'il va compléter la question, un instant, s'il  
10 vous plaît.

11 Oui, après consultation auprès de monsieur  
12 Durany, il me mentionne que certains membres de  
13 l'AQPER dans leur business ont des technologies qui  
14 pourraient répondre à des besoins d'agrégation, là.  
15 Ils n'ont pas d'agrégateur comme tel, mais ils ont  
16 accès ou ils ont des liens d'affaires avec des  
17 activités d'agrégateur. Mais c'est comme je vous ai  
18 mentionné, là, si le marché se développe, les  
19 intérêts vont... les initiatives vont suivre, là.

20 Q. **[38]** O.K. Et puis maintenant, j'aimerais parler des  
21 énergies éolienne et solaire, là. Vous nous avez  
22 montré qu'il y avait des baisses importantes de  
23 prix dans ces dernières années. J'imagine que ce  
24 sont des prix mondiaux, mais ça se reflète aussi au  
25 Québec. Je ne sais pas si... Ces baisses-là, est-ce

1 qu'elles se reflètent dans des proportions aussi  
2 importantes dans les marchés du Québec, autant pour  
3 le solaire que pour l'éolien? Puis c'est une  
4 question, là.

5 R. Oui. Je vais consulter monsieur Durany puis on vous  
6 répond dans les plus brefs délais.

7 M. PASCAL DURANY :

8 R. Oui. Merci pour la question, désolé pour la  
9 longueur de la consultation. On voulait juste  
10 signifier que, oui, ce qui a été exprimé dans notre  
11 présentation, dans notre mémoire, c'est les  
12 tendances qui sont mondiales, mais qui sont très  
13 visibles au Québec ou au Canada à travers  
14 différents appels d'offres qui ont eu lieu, là,  
15 dans plusieurs juridictions.

16 Au Québec, ça s'est surtout exprimé du  
17 point de vue éolien, parce qu'il y a eu l'annonce  
18 du projet Apuiat puis l'appel d'offres de quatre  
19 cent cinquante mégawatts (450 MW), là, l'A/O de...  
20 l'appel d'offres de deux mille quatorze (2014) qui  
21 a donné un prix moyen publié de six point trois  
22 cennes au kilowattheure (6.3 ¢/kWh).

23 Donc, on voit cette tendance à l'oeuvre à  
24 travers ce genre d'appel d'offres là. Au niveau  
25 solaire, malheureusement, au Québec, il n'y a pas

1 beaucoup de points de données. Hydro-Québec vient  
2 de, justement, inaugurer des projets solaires qui  
3 étaient des bancs d'essais, si vous voulez, dont le  
4 prix est peu représentatif du marché.

5 Le propos de l'AQPER, suite à cette  
6 annonce, était de féliciter, bien entendu, la  
7 société d'État pour cette inauguration, mais de  
8 rappeler que c'était temps de passer à une phase  
9 commerciale pour profiter de genres de prix qu'on  
10 voit dans plusieurs juridictions. Je vais laisser  
11 monsieur Cormier compléter ma réponse.

12 M. PASCAL CORMIER :

13 R. Oui, effectivement, les prix d'appels d'offres qui  
14 ont eu lieu en Alberta ont eu lieu à peu près en  
15 même temps que l'appel d'offres au Québec, là... en  
16 deux mille quatorze (2014), si je ne me trompe pas,  
17 deux mille quinze (2015), et ils étaient bas.

18 Il est important de comprendre que les  
19 conditions de marché sont différentes d'une région  
20 à l'autre, là, les accès, là. Mettons, en Alberta,  
21 c'est un terrain plat qui nécessite moins d'efforts  
22 et tout. Mais une chose est sûre, la tendance à la  
23 baisse se reflète dans tous les marchés.

24 Je ne sais pas si vous vous rappelez les  
25 premiers appels d'offres d'éolien, là, on était au

1 tour de dix sous (10 ¢), là, de mémoire. Là, ça a  
2 baissé à six sous (6 ¢) et ça démontre la tendance  
3 qu'on observe mondialement, là, à l'effet que...

4 Le prix des turbines, là, comme j'ai dit,  
5 ce n'est pas... ce n'est pas une industrie avec des  
6 caractéristiques monopolistiques, là. Il y a  
7 plusieurs turbiniers, il y a plusieurs... Le prix  
8 baisse. L'offre de ces équipements baisse. Donc, le  
9 Québec pourrait très bien en profiter, là... Pas  
10 juste le Québec.

11 On commence à voir... Je commence à lire  
12 dans les publications qu'il y a même des centrales  
13 de type « merchant », là, qui... il y a des  
14 développeurs qui pensent à développer des centrales  
15 « merchant », c'est-à-dire sans contrat de l'éolien  
16 tellement que le prix est bas. Donc, c'est un  
17 signe, là, que c'est une technologie, là, qui est  
18 mature et qui va faire bénéficier l'ensemble de la  
19 planète, là, de ses attributs environnementaux.

20 Q. [39] Puis aussi, j'aimerais clarifier avec vous,  
21 là, parce que je suis un peu mélangée; quand on  
22 parle de la GDP, on parle des outils pour répondre  
23 à des besoins en puissance. Et souvent, quand on  
24 parle de solaire, d'éolien, on parle plus d'énergie  
25 que de puissance. Quoique, bon, dans l'éolien, là,

1 il y a le facteur d'utilisation de quarante pour  
2 cent (40 %).

3 Et j'aimerais comprendre de vos propos puis  
4 de vos graphiques de réduction des prix, puis quand  
5 vous parlez que... autant les moyens GDP doivent  
6 être soumis à des appels d'offres comme... je ne  
7 sais pas si j'ai bien saisi votre propos, mais  
8 comme tout autre appel d'offres; est-ce que je  
9 comprends de votre mémoire que l'éolien et le  
10 solaire, bon, tout en procurant des besoins  
11 d'énergie, pourraient se substituer à de la GDP?  
12 Est-ce que vous allez jusque-là, là, dans...

13 T'sais, quand vous avez fait vos  
14 comparaisons de prix, là, étant donné que des fois  
15 c'est difficile, là, on parle en besoin de  
16 puissance et des dollars par mégawatt, puis en...  
17 quand on parle du solaire, l'éolien, c'est des  
18 dollars par mégawattheure, là, donc...

19 Est-ce que dans vos calculs, là, le  
20 quatre-vingts millions (80 M), est-ce que c'est le  
21 calcul que vous avez fait? Est-ce que c'est ce que  
22 vous voulez mettre en lumière?

23 R. Oui, effectivement. Il faut comprendre... Ma  
24 compréhension de la façon que les bilans en énergie  
25 et en puissance sont produits par le Distributeur,

1 ils considèrent dans leurs bilans en puissance une  
2 contribution provenant de l'éolien existant.

3           Donc, dans l'exemple que l'on a produit  
4 dans le scénario d'approvisionnement avec un appel  
5 d'offres de mille mégawatts (1000 MW), on a utilisé  
6 l'hypothèse d'un quarante pour cent (40 %) de  
7 puissance qui proviendrait du mille mégawatts  
8 (1000 MW). Donc, en ajoutant... Et dans notre  
9 preuve, on a fait un bilan amendé représentant  
10 cette réalité-là.

11           C'est-à-dire qu'on a ajouté un appel  
12 d'offres de mille mégawatts (1000 MW) qui commence,  
13 de mémoire, en deux mille vingt-neuf (2029), puis  
14 en deux mille vingt-neuf (2029), on voit une  
15 contribution équivalant à quarante pour cent (40 %) à  
16 quatre cents mégawatts (400 MW) qui provient donc  
17 nécessairement, ce quatre cents mégawatts-là  
18 (400 MW), des places d'autres besoins qui  
19 pourraient être plus chers, là.

20           C'est-à-dire ça vient avec... Quand on  
21 signe un appel d'offres d'énergie en éolien, il y a  
22 une contribution en puissance qui est là au même  
23 titre que les contrats de base cyclables, là, qui  
24 avaient une contribution en puissance et en  
25 énergie. Donc, mais l'exemple tenait compte de ça.

1                   Le scénario, le calcul, là, on a considéré  
2 le coût du service d'intégration qui a été approuvé  
3 par Hydro-Québec pour la différence entre le trente  
4 mégawatts... le trente pour cent (30 %) qui est  
5 reconnu par le NPCC puis l'entente d'intégration  
6 éolienne qui monte à quarante pour cent (40 %).

7                   Mais pour répondre à votre question, oui,  
8 une contribution en énergie, un bloc d'énergie  
9 apporte de la puissance qui, nécessairement,  
10 déplace d'autres besoins.

11 Mme SYLVIE DURAND :

12 Q. **[40]** Oui. Oui, ça exactement, mais est-ce qu'on  
13 doit comprendre, par exemple, qu'un bloc de mille  
14 mégawatts (1000 MW) d'éoliens, qui apporterait une  
15 contribution en mégawattheures éoliens, qui  
16 apporterait une contribution de quatre cents  
17 mégawatts (400 MW) en puissance, coûterait et  
18 serait plus rentable que, par exemple, un quatre  
19 cents mégawatts (400 MW) en puissance de GDP  
20 Affaires? Est-ce que c'est...

21 R. Un instant. Monsieur Durany, ça ne sera pas long.  
22 Oui. Excusez-moi. Est-ce que vous pouvez répéter  
23 votre question? Je veux juste être sûr que je la  
24 capte bien.

25 Q. **[41]** Oui. Je veux juste savoir, vous calculiez une

1 économie de quatre-vingt millions de dollars  
2 (80 M\$) avec de l'éolien. Alors, je me demande si  
3 un bloc de mille mégawatts (1000 MW) qui nous  
4 procurerait quatre cents (400 MW) en puissance  
5 pendant les heures de pointe, est-ce qu'avec les  
6 calculs que vous avez faits, tenant compte de la  
7 baisse des prix, là - je prends l'éolien comme  
8 exemple, parce que c'est plus ça qu'on a au Québec  
9 - est-ce que vos conclusions sont à l'effet qu'un  
10 tel moyen, une telle ressource en puissance  
11 pourrait coûter moins cher par exemple que la GDP  
12 Affaires?

13 R. Oui. La réponse, à notre avis, c'est que ça  
14 pourrait coûter moins cher que certains moyens GDP.  
15 Il faut comprendre que, par exemple, quand on parle  
16 de soixante dollars six sous du kilowatt  
17 (60,06 \$/kW) - excusez-moi, j'ai les habitudes de  
18 « trading » quand j'étais à Brookfield - l'exemple  
19 de six sous du mégawattheure (6 ¢/MWh), c'est pour  
20 un approvisionnement en énergie qui procure de la  
21 puissance.

22 Donc, ça inclut une fourniture en  
23 puissance. Donc, j'ai fait le calcul rapidement,  
24 là, tantôt. Je me suis dit s'il y a un quatre cents  
25 (400 MW) de puissance, c'est soixante dollars

1 (60 \$) moins une contribution en puissance.

2 Si on utilise cent quinze dollars du  
3 kilowatt (115 \$/kW) qui est le coût évité,  
4 l'énergie revient à plus bas que ça, là, autour de  
5 cinquante-six dollars (56 \$), là, si je tiens  
6 compte du facteur quand il vente l'hiver. Et aussi  
7 quand il y a des besoins l'hiver, ce n'est pas  
8 nécessairement quand il vente, mais ça tient... il  
9 faut avoir en tête que c'est un des avantages de la  
10 baisse de prix de l'éolien, c'est que ça apporte  
11 une contribution en puissance.

12 Q. **[42]** O.K. Merci. Ça termine mes questions.

13 R. Merci.

14 Me LOUISE ROZON :

15 Q. **[43]** Bonjour aux membres du Panel. Louise Rozon,  
16 pour la Formation. J'aurais juste quelques  
17 questions.

18 Juste pour peut-être compléter en ce qui a  
19 trait aux agrégateurs qui participent à des encans  
20 en Ontario. On comprend qu'ils peuvent être en lien  
21 avec la grande industrie, les commerces, le milieu  
22 résidentiel. Donc, il n'y a pas... Le prix que vous  
23 avez mentionné, ça ne correspond pas aux coûts pour  
24 livrer un tel service auprès d'une clientèle  
25 résidentielle, mais ça comprend tous les types de

1 clients, c'est ce qu'on doit comprendre?

2 R. Oui. C'est ce que vous devez comprendre. Ce n'est  
3 effectivement pas limité à la clientèle  
4 résidentielle. L'objectif des réseaux voisins, ou  
5 enfin de l'EISO dans ce cas-là, est d'obtenir la  
6 contribution en GDP la moins cher possible peu  
7 importe sa source, là.

8 Q. **[44]** O.K. Et pour mettons si on trouvait que c'est  
9 un modèle qui peut être intéressant, pour appliquer  
10 un tel modèle au Québec, il y a quand même  
11 plusieurs obstacles, là, considérant qu'il y a des  
12 tarifs... t'sais, en tout cas, c'est peut-être un  
13 peu difficile parfois de faire un copier-coller,  
14 là.

15 R. Bien, à cela je répondrais que les Agrégateurs qui  
16 ont participé au programme, à l'option GDP  
17 Affaires... J'appelle ça « l'option », parce que  
18 dans le cadre actuel, quand c'est un tarif,  
19 effectivement, les Agrégateurs, c'est plus  
20 compliqué parce que le tarif s'adresse à un client  
21 et non à un Agrégateur, là. Mais dans l'optique de  
22 l'histoire d'avant, là, c'est-à-dire quand c'était  
23 une option commerciale ou enfin, je ne me rappelle  
24 plus du terme exact, là, mais les Agrégateurs ont  
25 décidé de participer à l'offre GDP Affaires,

1 moyennant une rémunération de soixante-dix dollars  
2 du kilowatt-année (70 \$/kW/a).

3           Donc, on peut penser que ceux qui ont  
4 participé là, aller là, c'est une activité  
5 profitable, là, donc leur coût de réserve était  
6 inférieur à ça ou égal, s'ils ne veulent pas faire  
7 de... s'il n'y a pas de profit. Donc, il n'y a rien  
8 qui empêcherait un processus similaire où il y  
9 aurait un appel de proposition et qu'un Agrégateur  
10 dit : « Moi, je veux être sûr d'être sélectionné,  
11 mon coût de réserve est de vingt-cinq dollars du  
12 kilowatt-année (25 \$/kW/a), je vais soumettre une  
13 offre à trente dollars (30 \$).

14           Donc, dans le cadre que c'est pas un tarif  
15 mais que c'est bien une option où on fait un  
16 processus similaire à ce qu'il y avait avant dans  
17 le GDP, ça pourrait très bien se faire, là, je ne  
18 vois pas pourquoi... je ne vois pas d'embûches à le  
19 faire, étant donné que ça s'est fait dans le passé.

20           La seule différence, c'est qu'au lieu  
21 d'avoir un prix qui est fixé par le Distributeur,  
22 ça serait un prix qui est fixé par le marché.  
23 C'est-à-dire, s'ils ont besoin de cinq cents  
24 mégawatts (500 MW), bien les cinq cents (500)  
25 premières... les cinq cents mégawatts (500 MW)

1 offerts, c'est le dernier offreur qui offre le  
2 mégawatt le plus cher qui fixe le prix. C'est le  
3 principe des « auctions » - je n'ai pas le terme -  
4 des encans.

5 Q. [45] Oui, mais un coup que ce prix-là est fixé,  
6 est-ce que le... bien les Distributeurs ou l'ISO,  
7 là, je ne sais pas quel organisme gère ça de façon  
8 plus globale, là, est-ce qu'ils se préoccupent du  
9 type de produit qui est offert, du type  
10 d'équipement qui est installé? Est-ce que ce qui  
11 compte, c'est le nombre de mégawatts qui peuvent  
12 s'effacer et le coût par mégawatt plutôt que tous  
13 les moyens mis de l'avant par chacun des joueurs du  
14 marché pour aller chercher le maximum de mégawatts?

15 Parce que quand on parle de surveillance,  
16 si on dit... bon, si on va en appel d'offres ou si  
17 on fait jouer le marché, on va avoir une  
18 surveillance sur le prix, mais on n'a pas  
19 nécessairement un contrôle sur tous les moyens qui  
20 sont mis de l'avant par les entreprises privées. Je  
21 ne sais pas si vous me suivez, là?

22 R. Oui, oui, oui, effectivement, mais c'est-à-dire  
23 votre questionnement peut être le même pour les  
24 approvisionnements éoliens, là, qu'il y a eus dans  
25 le passé où il y avait des caractéristiques

1 spécifiques à du développement régional, à du...  
2 qui sont décidé d'avance pour concevoir le  
3 processus d'appel d'offres.

4 S'il y a des considérations X, là, que je  
5 ne vois pas, là, mais mettons qu'on voudrait  
6 limiter ça à l'offre GDP résidentiel, par exemple.  
7 O.K. Si c'était l'intention de la Régie d'appliquer  
8 une telle demande, bien ça pourrait très bien dire  
9 que c'est limité à ceux qui offrent la GDP  
10 résidentielle puis il y aurait sûrement moins  
11 d'offres. C'est pour ça que le prix serait  
12 peut-être moins intéressant que si c'était ouvert à  
13 une plus grande...

14 Puis pour ce qui est des... C'est peut-être  
15 l'économiste en moi, là, mais c'est la beauté des  
16 marchés, là, c'est-à-dire pour ce qui est de  
17 qu'est-ce qui est le plus efficace dans les  
18 machines, les équipements, bien c'est la force du  
19 marché qui le fait, là. L'idée, c'est d'avoir une  
20 coupure de service fiable, que l'opérateur des  
21 réseaux peut se fier, pour dire au MPCC « Je  
22 respecte mes engagements puis je ne ferai pas  
23 tomber mes réseaux voisins si on est en  
24 difficulté », et ça, au meilleur prix possible, là.

25 Q. [46] Parfait. Autre petite question, à la page 5 de

1 votre présentation, en ce qui a trait aux besoins  
2 en énergie, vous parlez d'une marge de manoeuvre de  
3 deux point cinq pour cent (2.5 %). Je voulais  
4 comprendre, elle s'intègre comment cette marge de  
5 manoeuvre là, par rapport à la réserve qui est  
6 prévue, tant en énergie qu'en puissance, dans le  
7 cadre des bilans qui sont présentés par le  
8 Distributeur. Vous voulez ajouter une marge  
9 additionnelle de réserve ou...?

10 R. Oui...

11 Q. Parce que j'avais de la misère à comprendre où se  
12 situait cette marge de deux point cinq pour cent  
13 (2,5 %).

14 R. O.K., ça ne sera pas long, je vais consulter  
15 monsieur Durany.

16 Excusez-moi! Je vais juste trouver la  
17 référence exacte. Ça provient d'un document qui  
18 avait été fait par le gouvernement provincial. Je  
19 vais trouver la référence. Oui. Bon. J'ai trouvé  
20 effectivement dans notre rapport, c'est à la page  
21 26, où le deux point cinq pour cent (2,5 %)  
22 provient d'une initiative... Je ne sais pas vous  
23 prenez le temps d'ouvrir le document. C'est  
24 AQPER-0030 page 26 dans le PDF. Vous me le dites  
25 quand vous êtes prêt à m'entendre.

1 Q. **[47]** C'est beau.

2 R. Donc, quand le rapport a été produit, les membres  
3 de l'AQPER nous ont mis en contact avec cette  
4 information-là. Puis les membres de l'AQPER jugent  
5 qu'un coussin ou une marge de manoeuvre de deux  
6 point cinq pour cent (2,5 %) sur les  
7 approvisionnements soit nécessaire pour maintenir  
8 une certaine flexibilité pour accepter ne serait-ce  
9 que des opportunités de développement économique ou  
10 de décarbonation qui pourrait... plus de véhicules  
11 électriques plus rapidement, et caetera. Donc,  
12 c'est dans ce document-là que le deux point cinq  
13 pour cent (2,5 %) a été émis.

14 Q. **[48]** Parfait. Merci beaucoup. Allez-y.

15 R. Juste une petite clarification. Quand on parle de  
16 réserve, tantôt j'ai parlé d'une réserve de dix  
17 pour cent (10 %), c'était sur le bilan en  
18 puissance. Puis, ça, c'est une exigence du NPCC. Le  
19 Québec... Hydro-Québec étant membre, ou la zone de  
20 réglage du Québec étant une des zones du NPCC.  
21 C'est une norme de fiabilité qui n'est pas  
22 nécessairement... À ma connaissance, il n'y a pas  
23 de norme du NPCC pour des marges de manoeuvre en  
24 énergie. Et l'idée, c'est de s'assurer que l'heure  
25 de pointe extrême, il n'y a pas de coupure de

1 service.

2 Q. **[49]** Parfait. Merci beaucoup.

3 R. Merci.

4 Q. **[50]** Ça termine mes questions.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Q. **[51]** Une question de précision. Ce n'est peut-être  
7 pas nécessaire d'afficher la pièce. Mais en C-0038,  
8 vous avez déposé le communiqué de presse d'IESO qui  
9 annonce les résultats d'un encan. À première vue,  
10 ça a l'air beaucoup des industriels. Est-ce que  
11 vous seriez en mesure d'identifier parmi les  
12 participants, là, ceux dont les mégawatts effacés  
13 proviennent d'activités d'agrégation dans le  
14 secteur résidentiel, donc des activités qui  
15 seraient comparables à Hilo?

16 M. PASCAL CORMIER :

17 R. Oui, certainement. Je vais le prendre en engagement  
18 étant donné que je veux m'assurer de vérifier  
19 chacune de ces lignes. Mais vous avez raison. Comme  
20 je vous ai dit, il n'y avait pas de restrictions à  
21 des agrégateurs. Ça impliquait toute forme de GDP  
22 incluant des industriels. Je vais répondre à votre  
23 question sous forme d'engagement, si vous me le  
24 permettez.

25 Q. **[52]** Parmi les participants nommés dans la pièce

1 C-0038, identifier ceux dont les mégawatts effacés  
2 proviennent d'activités d'agrégation du secteur  
3 résidentiel.

4

5 E-1 (AQPER) Parmi les participants nommés dans la  
6 pièce C-0038, identifier ceux dont les  
7 mégawatts effacés proviennent  
8 d'activités d'agrégation du secteur  
9 résidentiel (demandé par la formation)

10

11 Merci. Moi, ça complète. J'avais juste cette petite  
12 question de précision. Alors, merci beaucoup pour  
13 votre présentation et réponses aux questions. Et on  
14 va pouvoir libérer les témoins, Maître Dubé.

15 Me NICOLAS DUBÉ :

16 Merci, Monsieur le Président.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Alors, avant la pause lunch, on aurait le temps  
19 pour la présentation de la preuve du FCEI, qui est  
20 annoncée pour environ quarante-cinq (45) minutes.

21

22 PREUVE DE LA FCEI

23

24 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

25 Bonjour, Monsieur le Président; bonjour, Mesdames

1 les Régisseurs et Madame la Greffière. Je suis  
2 accompagnée aujourd'hui de monsieur Antoine  
3 Gosselin, économiste, qui va vous présenter les  
4 commentaires de la FCEI concernant le Plan  
5 d'approvisionnement. Donc, Madame Lebuis, si on  
6 veut procéder à l'assermentation de monsieur  
7 Gosselin s'il vous plaît.

8

---

9 L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce douzième  
10 (12e) jour du mois de juillet, A COMPARU :

11

12 ANTOINE GOSSELIN, économiste, ayant une place  
13 d'affaires au 1039, rue de Dijon, Québec (Québec);

14

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

17

18 INTERROGÉ PAR Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

19

Merci, Madame Lebuis.

20

Q. **[53]** Bonjour, Monsieur Gosselin. Donc, au dossier,

21

j'ai introduit le mémoire amendé de la FCEI, c'est

22

la pièce C-FCEI-0032, ainsi que la présentation

23

PowerPoint de ce matin qui est la pièce C-FCEI-0037

24

et ses deux documents complémentaires sous les

25

cotes C-FCEI-0038 et 0039. Est-ce que vous avez

1 vous-même préparé ou contribué à préparer ces  
2 documents?

3 R. Oui.

4 Q. **[54]** Et est-ce que vous les adoptez pour valoir  
5 comme votre témoignage écrit en l'instance?

6 R. Oui.

7 Q. **[55]** Merci. Alors, le plancher est à vous, Monsieur  
8 Gosselin.

9 R. Merci beaucoup. Bonjour, Monsieur le Président;  
10 bonjour, Mesdames les Régisseurs. Donc,  
11 aujourd'hui, je vais aborder trois thèmes. D'abord,  
12 le développement de marché; ensuite je vais faire  
13 quelques commentaires à propos des appels d'offres  
14 qu'on nous annonce; et ensuite j'aurai quelques  
15 commentaires par rapport à Hilo.

16 D'abord, en ce qui concerne le  
17 développement de marché. La FCEI est préoccupée par  
18 les coûts importants que le développement de marché  
19 impose à la clientèle existante. Dans le dossier  
20 sur les serres, le dossier 4127 qu'on a traité il  
21 n'y a pas si longtemps, le Distributeur avait  
22 évalué que le coût de son offre tarifaire était de  
23 cent cinquante et un millions (151 M\$) sur vingt  
24 (20) ans pour le reste de la clientèle. Donc un  
25 impact tarifaire à la hausse.

1                   Sur la base de cette même analyse-là, et  
2                   donc si vraiment on a modifié certaines hypothèses,  
3                   mais le cadre d'analyse est exactement le même, ce  
4                   qu'on trouve, c'est que, pour les centres de  
5                   données, en fonction du tarif L, si toute l'énergie  
6                   qui est annoncée devait se concrétiser, en deux  
7                   mille vingt-neuf (2029), l'impact pourrait être de  
8                   trois cents millions (300 M\$) sur le reste de la  
9                   clientèle à chaque année par la suite. Donc, c'est  
10                  un impact qui est considérable et qui demande qu'on  
11                  s'y attarde.

12                  Dans le dossier où la Régie a approuvé le  
13                  tarif de développement économique, dans sa décision  
14                  D-2015-018, la Régie avait mis de l'avant certains  
15                  principes qui la guidaient dans l'approbation du  
16                  tarif. Et notamment la Régie avait dit dans un  
17                  contexte de surplus énergétique... Je m'excuse, je  
18                  vais le relire au complet, ça va être plus simple.

19                  Selon la Régie, la nature temporaire  
20                  du TDÉ, dans un contexte de surplus  
21                  énergétiques, ainsi que le fait qu'il  
22                  puisse jouer un rôle significatif dans  
23                  l'implantation au Québec d'entreprises  
24                  et de projets qui, autrement,  
25                  n'auraient pas vu le jour, justifient

1                   l'approbation de ce tarif...

2           et, ici, je souligne, parce que je pense que c'est

3           important,

4                   ... dont les effets seront, à long

5                   terme, bénéfiques pour l'ensemble de

6                   la clientèle.

7           Donc, clairement, la Régie ce qu'elle avait en

8           tête, c'était d'écouler des surplus énergétiques

9           qui étaient là. Mais il fallait que, ultimement, ce

10          soit bénéfique pour la clientèle. Et donc, pas

11          seulement bénéfique à court terme, mais bénéfique

12          aussi à long terme. Je pense que ce principe-là qui

13          était vrai pour le tarif de développement

14          économique est tout aussi vrai pour toute forme de

15          développement. Dont le tarif de développement

16          économique, dans le fond, est juste un élément.

17          De toute évidence, cette condition-là de

18          bénéfice à long terme pour l'ensemble de la

19          clientèle n'est pas rencontrée. Et c'est pourquoi

20          on pense que le contexte actuel ne milite pas pour

21          des efforts de développement de marché.

22          Dans l'État d'avancement 2020, le

23          Distributeur mentionne qu'il a fait des efforts

24          accrus pour stimuler le développement de marché. Et

25          ces efforts-là ont mené à deux point deux

1           térawattheures (2,2 TWh) de plus de ventes  
2           d'énergie à l'horizon deux mille vingt-neuf (2029).

3                     Dans sa preuve, la FCEI recommandait que le  
4           Distributeur cesse ses efforts de développement de  
5           marché lorsque l'énergie patrimoniale utilisée  
6           atteint un certain seuil, de cinq térawattheures  
7           (5 TWh). L'idée étant de permettre quand même  
8           d'écouler une certaine quantité d'énergie  
9           inutilisée, mais sans aller au-delà de ce qui  
10          était... ce qui était susceptible d'engendrer des  
11          coûts d'approvisionnement plus tard.

12                    Dans le cours de l'audience, le  
13          Distributeur ayant apporté certaines précisions par  
14          rapport au développement de marché et notamment  
15          deux choses. D'abord, il nous a expliqué que les  
16          centres de données, ça se déploie sur une longue  
17          période de temps. Et que la révision au fond des  
18          projections de développement de marché entre le  
19          Plan d'approvisionnement puis l'État d'avancement,  
20          c'était basé sur les projets existants et le  
21          développement au niveau de projets existants, là,  
22          qui s'était passé entre... entre les deux. Donc,  
23          c'est pas... autrement dit, ce n'est pas qu'on  
24          projette qu'il y aura des nouveaux projets plus que  
25          ce qu'on anticipait au préalable dans le futur.

1 C'est vraiment basé sur ce qui existe.

2           Donc, d'une part, ça peut paraître un peu  
3 étonnant comment on sera capable de projeter si  
4 loin, mais, bon, on ne questionne pas ça pour le  
5 moment. Mais ce que ça nous dit c'est que bien  
6 c'est probablement préférable de, si on ne veut pas  
7 avoir des impacts à long terme, il y a lieu  
8 d'arrêter tout de suite les efforts parce que si on  
9 attend... attend d'être rendus à cinq  
10 térawattheures (5 TWh) pour cesser de faire des  
11 efforts ce marché-là, bien ultimement on aura  
12 beaucoup d'effet plus tard, qui viendront, là,  
13 gruger ce cinq térawattheures-là (5 TWh) davantage.

14           Et puis bien on a... on a aussi le  
15 témoignage du Distributeur qui nous disait : bien,  
16 dans le fond, on n'aura plus d'énergie disponible  
17 puis on n'en cherche plus des nouveaux clients. On  
18 a cessé de chercher des nouveaux clients. Donc,  
19 c'est une... c'est une affirmation qui nous  
20 rassure, qui est tout à fait en ligne avec ce qu'on  
21 recommande.

22           Et donc, notre recommandation va dans le  
23 sens de ce que le Distributeur semble faire, c'est-  
24 à-dire que considérant les effets durables des  
25 efforts de développement, ce que l'on recommande à

1 la Régie c'est d'indiquer au Distributeur de cesser  
2 immédiatement tout effort de promotion de ses  
3 tarifs, là, auprès des centres de données ou des  
4 autres clients potentiels.

5 Cela dit, malgré ce que le Distributeur  
6 nous a affirmé lors du témoignage, quand on visite  
7 le site Web d'Hydro-Québec, et là, Madame la  
8 Prési... Madame la Greffière, pardon, je vous  
9 demanderais s'il vous plaît de présenter la pièce  
10 C-FCEI-0038. Ce qu'on constate c'est que le site  
11 d'Hydro-Québec continue à faire la promotion de ses  
12 tarifs auprès des centres de données. Donc, ici on  
13 a... c'est simplement une capture d'écran du site  
14 Internet en question, là, qui date d'hier. Et donc,  
15 le Distributeur fait la promotion d'un tarif qui  
16 commence à quatre sous du kilowattheure (4 ¢/kWh).  
17 Et donc, qui inclut nécessairement le tarif de  
18 développement économique. Et, par ailleurs, si on  
19 descend un petit peu plus bas, on voit que le  
20 Distributeur vante, là, tous les bienfaits du  
21 Québec par rapport au centre de données. On peut  
22 descendre encore plus bas s'il vous plaît, Madame  
23 la Greffière, là. Donc, la stabilité des tarifs,  
24 l'énergie propre, le réseau fiable et tous les  
25 autres.

1                   Donc, je comprends que le Distributeur nous  
2 dit que : oui, on ne va pas cogner à la porte des  
3 gens pour aller chercher des nouveaux clients,  
4 peut-être qu'on ne fait pas d'appel pour... ou  
5 qu'on ne va pas dans des congrès pour essayer de  
6 recruter des nouveaux clients, mais le simple fait  
7 de s'afficher comme ça, je pense, doit être  
8 considéré comme un effort de recrutement. Et sans  
9 cogner aux portes, là, on met une énorme affiche  
10 qui dit « Bienvenue ». Je pense que c'est contraire  
11 à ce que le Distributeur nous a affirmé, qui était  
12 son... son approche à lui et qu'Hydro-Québec, là,  
13 devrait retirer ce... cette page-là de son site  
14 Internet.

15                   Et donc, évidemment la... notre  
16 recommandation c'est ça, comme je le disais, de  
17 cesser cette forme de promotion-là, s'applique à ça  
18 et ça, bon, je comprends qu'on peut... on peut  
19 faire ici une distinction entre le Distributeur,  
20 peut-être, puis Hydro-Québec dans son ensemble, là,  
21 mais c'est, je pense, la responsabilité du  
22 Distributeur de s'assurer que l'entreprise ne prend  
23 pas des initiatives, si ce n'est pas de son  
24 initiative, qui vont à l'encontre de ses objectifs.

25                   Maintenant... Retournez à la présentation,

1 s'il vous plaît. Merci, Madame la Greffière. Donc,  
2 à la page suivante.

3 Donc, pour ce qui est maintenant du tarif  
4 de développement économique comme tel. Bien, ce qui  
5 s'applique au développement de marché en général,  
6 évidemment, s'applique au... de façon plus  
7 spécifique, là, au tarif de développement  
8 économique, et pour les mêmes raisons.

9 Donc, le contexte énergétique, selon nous,  
10 ne justifie pas d'accepter les nouvelles demandes  
11 au tarif de développement économique. Comme je le  
12 disais, là, absence d'énergie disponible, arrêt de  
13 recherche de nouveaux clients chez Hydro-Québec et  
14 des impacts tarifaires importants.

15 Le tarif d'électricité, l'article... à son  
16 article 6.4, a une disposition, comme on l'écrivait  
17 dans notre preuve, là, qui permet au Distributeur  
18 d'arrêter d'accepter des nouvelles demandes  
19 d'adhésion au tarif de développement économique,  
20 mais si le contexte énergétique le justifie, sous  
21 approbation de la Régie.

22 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

23 Q. [56] Pardon, Monsieur Gosselin...

24 R. Oui?

25 Q. [57] Je pense que vous vouliez dire l'article 6.44,

1 n'est-ce pas?

2 R. Oui. Je pensais que c'était ce que j'avais dit,  
3 mais oui, effectivement.

4 Ici, je pense que c'est important, là, de  
5 faire une distinction entre la notion de neutralité  
6 tarifaire et la notion de contexte énergétique. Ce  
7 n'est pas parce que le tarif de développement  
8 économique, lorsqu'on l'évalue sur une période, là,  
9 de court terme, là, qui se termine en deux mille  
10 vingt-sept (2027), peut présenter une neutralité  
11 tarifaire que nécessairement le contexte  
12 énergétique justifie d'offrir le tarif de  
13 développement économique.

14 On se souvient que la Régie, quand elle a  
15 approuvé le tarif, évidemment, elle disait : « On  
16 va faire une révision annuelle et on va modifier  
17 l'offre en conséquence, là, pour s'assurer que...  
18 dans le fond, qu'il n'y ait pas d'impact sur la  
19 clientèle. » Alors, si la seule considération est  
20 importante... importante avait été la neutralité  
21 tarifaire, on n'aurait pas eu besoin de parler de  
22 contexte énergétique à l'article 6.44.

23 Donc, clairement, là, je pense qu'ici, les  
24 deux notions ne s'équivalent pas. Et la  
25 manifestation évidente de ça, selon nous, c'est que

1 même si on a une... une neutralité tarifaire, on a  
2 des impacts tarifaires, eux, qui sont très  
3 importants sur le reste de la clientèle. Donc, les  
4 deux choses ne sont pas égales.

5 Et évidemment, la Régie, quand elle a  
6 approuvé le tarif, comme je le disais un peu plus  
7 tôt, prévoyait pouvoir se repencher sur le tarif à  
8 chaque année. Là, le cadre réglementaire a changé  
9 et ne permet plus à la Régie de modifier le tarif  
10 et de l'abolir si jamais elle estime qu'il n'a plus  
11 lieu d'être.

12 Alors, dans ce contexte-là, c'est important  
13 de donner au Distributeur tous les outils possibles  
14 pour qu'il puisse moduler l'adhésion au tarif. Et  
15 donc, l'article 6.44, ici, là, joue un rôle clé.

16 Lors du témoignage des témoins d'Hydro-  
17 Québec, il a été mentionné à un certain point  
18 que... bien, finalement, on n'avait pas vraiment  
19 besoin de cette approbation-là, parce que c'était  
20 presque plus contraignant, là, que les autres...  
21 les autres conditions qui sont déjà au tarif. Donc,  
22 autrement dit, ça limitait... la réponse suggérait  
23 que de donner votre approbation à l'article 6.44  
24 allait limiter la capacité du Distributeur à  
25 refuser des clients.

1                   On n'est pas de cet avis-là, pas du tout.  
2           Et en fait, le Distributeur mentionnait, là, même,  
3           que... bien, il disait : « Bien, on suit la  
4           neutralité tarifaire, puis quand on n'aura plus la  
5           neutralité tarifaire, bien on décidera. » et on  
6           disait « Et quand ça ne sera pas le cas, bien le  
7           Distributeur se positionnera à l'effet est-ce qu'il  
8           continue à l'offrir à de nouveaux clients. ».

9                   Mais le tarif de développement économique,  
10          il y a des conditions d'admissibilité et je pense  
11          pas que le Distributeur a raison lorsqu'il pense  
12          qu'il a pleine discrétion de continuer ou pas  
13          d'offrir le tarif de développement économique.

14                  Cette discrétion-là, je pense qu'elle vient  
15          vraiment de l'article 6.44 et nécessite  
16          l'approbation de la Régie.

17                  Alors, ce que la FCEI vous demande, c'est  
18          d'abord de donner cette approbation-là au  
19          Distributeur pour qu'il puisse avoir la possibilité  
20          de refuser les nouveaux adhérents au tarif de  
21          développement économique et de lui demander  
22          d'appliquer cette restriction-là. Donc, de ne plus  
23          accepter de demande d'adhésion au tarif de  
24          développement économique à partir du moment où vous  
25          rendrez votre décision.

1 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

2 Madame la Greffière, est-ce qu'on pourrait changer  
3 de diapositive s'il vous plaît?

4 R. Merci beaucoup. Donc, maintenant, le Distributeur a  
5 annoncé des appels d'offres. J'aimerais vous faire  
6 part de quelques considérations qui nous  
7 apparaissent importantes par rapport à ça.

8 D'abord, je pense que c'est le RNCREQ qui  
9 mentionnait vendredi, on partage la lecture du  
10 RNCREQ à ce niveau-là, à l'effet qu'il y a quand  
11 même beaucoup d'incertitude dans le Plan  
12 d'approvisionnement et ce n'est pas la base la plus  
13 solide pour approuver un appel d'offres.

14 Quelques éléments un peu plus spécifiques  
15 par rapport à ça. D'abord, la croissance de la  
16 demande au niveau des serres au niveau du besoin en  
17 puissance.

18 D'abord, il est prévu à l'état d'avancement  
19 que le secteur des serres va avoir un impact de  
20 deux cent six mégawatts (206 MW) entre aujourd'hui  
21 et deux mille vingt-neuf (2029) sur le besoin en  
22 puissance.

23 Au Plan d'approvisionnement, cet impact-là  
24 était plus faible et en fait entre la Plan  
25 d'approvisionnement et l'état d'avancement, il y a

1 une augmentation de quarante à cinquante-trois  
2 mégawatts (40 MW - 53 MW) de la prévision des  
3 besoins en puissance entre deux mille vingt-quatre  
4 deux mille vingt-neuf (2024-2029).

5 Et ce que l'on croit et ce que l'on  
6 constate c'est que cette croissance-là du besoin en  
7 puissance au niveau des serres, elle n'est pas  
8 cohérente avec les explications qui ont été  
9 fournies par le Distributeur au niveau de  
10 l'évolution de ce marché-là dans sa preuve et en  
11 cours d'audience.

12 D'abord le Distributeur indique trois  
13 choses à la pièce B-0166 à la page 19. Donc, il  
14 indique d'abord qu'il y a un ralentissement du  
15 secteur du cannabis. Bien, le ralentissement du  
16 secteur du cannabis, normalement, aurait dû tendre  
17 à réduire le besoin en puissance.

18 Il parle aussi, le deuxième élément parmi  
19 les deux qu'il invoque pour justifier l'évolution  
20 sa prévision au marché des serres, c'est les  
21 mesures de soutien aux serres qui ont un impact sur  
22 la demande, mais on a pu constater lors des contre-  
23 interrogatoires que finalement cet impact-là sur le  
24 besoin en puissance il est très modeste, de l'ordre  
25 de six point quatre mégawatts (6,4 MW) en lien avec

1 un effacement de quatre-vingt-douze pour cent  
2 (92 %) de la demande additionnelle au niveau de ce  
3 tarif-là.

4 Et, par ailleurs, bien on peut penser  
5 qu'au-delà de la nouvelle demande que les mesures  
6 de soutien aux serres vont engendrer, bien, on peut  
7 penser que les mesures de soutien aux serres sont  
8 également susceptibles de déplacer la demande qui  
9 était déjà dans la prévision, mais pas effaçable,  
10 vers une demande qui serait effaçable, ce qui  
11 devrait normalement avoir un impact aussi sur le  
12 besoin de puissance à la baisse.

13 Donc, on a un facteur qui fait augmenter le  
14 besoin en puissance de six point quatre mégawatts  
15 (6,4 MW), puis on en a deux qui devraient tendre à  
16 le faire réduire, puis ce que le Distributeur nous  
17 a aussi indiqué, c'est qu'il n'y a pas d'autres  
18 facteurs importants qui ont influencé la prévision.

19 Alors, il n'y a aucun élément  
20 d'information, là, qui nous permet de concilier ce  
21 qu'on nous dit avec une hausse de la demande, de  
22 quarante (40) à cinquante-trois mégawatts (53 MW),  
23 en fait, on doit probablement s'attendre plutôt à  
24 une baisse de besoin en puissance, entre le Plan  
25 d'approvisionnement puis l'état d'avancement.

1 L'autre, une autre considération, c'est par  
2 rapport aux centres de données. Évidemment, bon, on  
3 vous a formulé nos recommandations par rapport au  
4 développement de marché à ce niveau-là. Et étant  
5 donné le témoignage du Distributeur, on prend pour  
6 l'instant en considération que la croissance de six  
7 cent trente-six mégawatts (636 MW) qui était prévue  
8 au Plan, n'est pas liée à des nouveaux efforts de  
9 développement de marché et donc c'est croissance  
10 naturelle à partir des efforts qui ont été faits,  
11 là, antérieurement.

12 Quand même, il faut se rendre compte là  
13 qu'ici on parle d'une croissance extrêmement  
14 importante de la demande dans ce secteur-là, là,  
15 c'est une croissance de la consommation par huit,  
16 entre deux mille vingt (2020) puis deux mille  
17 vingt-neuf (2029). Et de cette croissance-là, il y  
18 en a les trois-quarts qui survient après deux mille  
19 vingt-trois (2023), donc, deux mille vingt-quatre  
20 (24) et avant.

21 Donc, il y a quand même, là, assez loin de  
22 la coupe aux lèvres, je vous dirais, là. D'abord un  
23 facteur de croissance de multiplication par huit,  
24 ça amène beaucoup d'incertitude. Alors, si on pense  
25 que la croissance peut être multipliée par huit, je

1 pense que peu de gens diraient que c'est  
2 déraisonnable de penser que bien peut-être cette  
3 croissance-là va être seulement multipliée par six  
4 ou peut-être qu'elle sera multipliée par dix (10).

5 Mais ces variations-là, en termes de  
6 mégawatts de besoin en puissance, là, peuvent être  
7 quand même très importants. Et en fait, le fait que  
8 ça arrive tard rajoute de l'incertitude, à notre  
9 avis.

10 En plus de ça, bien le Distributeur nous...  
11 a mentionné, lors de son témoignage là, que c'était  
12 une industrie nouvelle et donc qu'il s'ajustait,  
13 là, était en apprentissage par rapport à cette  
14 industrie-là, c'est ce qu'on a compris du  
15 témoignage du Distributeur, là, même s'il n'a pas  
16 dit ça mot pour mot.

17 Donc, voilà. Donc, simplement par rapport  
18 aux centres de données, ici, là, mentionner qu'il y  
19 a considérablement d'incertitudes et dans un futur  
20 appel d'offres, ça serait important que cette  
21 incertitude-là soit gardée en tête.

22 Maintenant, par rapport au marché court  
23 terme, bon, évidemment, il y a des considérations  
24 par rapport au Maine qu'on a mentionné en preuve,  
25 qui demeurent valides, là. Je pense que c'est

1 important que le Distributeur fasse toutes les  
2 démarches nécessaires et sans perdre de temps pour  
3 clarifier les contraintes qu'il pourrait y avoir  
4 sur des importations par cette interconnexion, la  
5 nouvelle interconnexion avec le Maine.

6 Mais je voulais aussi faire un commentaire  
7 par rapport au marché court terme, là, de l'État de  
8 New York, à la suite, là, des rapports qui ont été  
9 donnés lors de l'audience.

10 Puis bien, écoutez, je ne veux pas trop  
11 m'attarder sur ça, parce que ce que je dis, je  
12 pense fait écho, là, à ce que les deux intervenants  
13 précédents vous ont dit aussi, là. Donc, l'idée, ce  
14 n'est pas d'être redondant à l'excès, mais c'est  
15 quand même une considération très importante du  
16 point de vue des appels d'offres à venir.

17 Alors, je vous en glisse quand même  
18 quelques mots. Donc, l'état d'avancement considère  
19 mille cent mégawatts (1100 MW) de contribution des  
20 marchés de court terme, pour la combinaison du  
21 marché de New York et du Québec. Et marginalement  
22 aussi, là, du Nouveau-Brunswick.

23 En réponse à des questions de maître  
24 Lanoix, les témoins du Distributeur ont confirmé  
25 que, en fait, dans les derniers appels d'offres, la

1 contribution du marché de New-York avait été très  
2 faible et que le Distributeur comptait  
3 essentiellement sur la zone de réglage du Québec  
4 pour combler l'écart, advenant qu'il ne soit pas  
5 capable d'aller chercher beaucoup de puissance dans  
6 le marché de New York, donc, il se fiait au marché  
7 du Québec pour combler ses efforts.

8 Alors, ce que ça veut dire, c'est que,  
9 d'une part, il y a manifestement, là, du point de  
10 vue du Distributeur, beaucoup de puissance  
11 disponible dans la zone de réglage du Québec.

12 Par contre, comme ceux qui m'ont précédé,  
13 là, la FCEI est perplexe quant à la disponibilité  
14 potentielle d'aussi peu que les soixante-quinze  
15 mégawatts (75 MW) en provenance de New York. Et là,  
16 je vous réfère à... je ne pense pas qu'on a besoin  
17 d'ouvrir le document, c'est un document qu'on a  
18 déposé. Vous pourrez aller le consulter au besoin,  
19 mais ce qu'on constate dans les prévisions, là, et  
20 le document qu'on a déposé c'est un document...  
21 prévision des besoins, des capacités, là, du New  
22 York ISO, donc c'est une source on ne peut plus  
23 fiable à ce niveau-là.

24 Ce que... ce que le rapport nous dit c'est  
25 que, d'une part, il y a à la pointe d'hiver à peu

1 près vingt mille mégawatts (20 000 MW) de puissance  
2 de disponible sur l'horizon du Plan  
3 d'approvisionnement du Distributeur. Donc,  
4 évidemment une quantité considérable. Et je pense  
5 que c'était monsieur Paquin de l'AQCIE, là, qui  
6 mentionnait que cette année ou à très, très court  
7 terme, là, il y avait un excédent du besoin de  
8 pointe en été de sept mille mégawatts (7000 MW), si  
9 je me souviens bien, par rapport à la pointe en  
10 hiver dans le marché de New York.

11 En fait, ce qu'on peut observer dans ce  
12 rapport-là c'est que cet excédent-là, il n'est pas  
13 présent seulement à court terme, il y a un excédent  
14 qui est présent de huit mille (8000 MW) à quatre  
15 mille mégawatts (4000 MW) sur l'ensemble de  
16 l'horizon du Plan d'approvisionnement du  
17 Distributeur, encore une fois.

18 Donc, les indices qui nous suggèrent, là,  
19 qu'il serait possible d'aller chercher beaucoup  
20 plus de puissance sur le marché de New York de  
21 manière fiable que soixante-quinze mégawatts  
22 (75 MW).

23 Alors un peu comme mes confrères, là, je  
24 fais la même réflexion. C'est sûr que si on fait un  
25 appel d'offres et que tout le monde s'attend à ce

1 que le prix sorte en bas de cinquante sous du  
2 kilowatt mois (50 ¢/kW mois) et que les  
3 soumissionnaires potentiels, par exemple,  
4 s'attendent en plus à ce que le Producteur soit...  
5 contribue de manière importante à l'appel d'offres,  
6 c'est compréhensible qu'il y ait si peu de gens qui  
7 aient intérêt de participer à l'appel d'offres. On  
8 ne peut pas en conclure nécessairement qu'à un prix  
9 plus élevé cette clientèle-là ne serait pas  
10 intéressée.

11 Alors en conclusion, je vous dirais  
12 qu'avant, là, de lancer un appel d'offres de  
13 manière concomitante à l'étude d'un nouvel appel  
14 d'offres, ça va être important d'expliquer  
15 davantage et d'étudier de manière plus approfondie,  
16 là, l'apport au besoin en puissance du secteur des  
17 serres et l'apport du marché de New York.

18 En particulier, on peut passer à la  
19 diapositive suivante s'il vous plaît, et en  
20 particulier les contributions, là, les questions  
21 relatives à la contribution du marché de New York  
22 vont devoir être clarifiées de manière importante  
23 avant de lancer un appel d'offres limité à la zone  
24 de réglage du Québec. Alors est-ce que ça pourrait  
25 prendre la forme d'un appel d'offres qui serait

1 limité au marché de New York et qui garantirait un  
2 prix minimum? C'est peut-être une option.

3 Par ailleurs, l'incertitude entourant la  
4 demande des centres de données doit également être  
5 prise en compte, là, notamment lorsqu'on  
6 considérera : est-ce qu'on doit faire un appel  
7 d'offres à long terme ou est-ce qu'on devrait  
8 plutôt essayer de faire un appel d'offres à plus  
9 court ou moyen terme.

10 Alors ce que l'on vous recommande, dans le  
11 fond, c'est pas tant de modifier les paramètres au  
12 présent dossier, mais que votre décision fasse état  
13 de ces préoccupations-là pour s'assurer que si  
14 l'appel d'offres à venir n'est pas dans ce dossier-  
15 ci, bien que ces considérations-là soient prises en  
16 compte. Ou que d'autres considérations... que ces  
17 considérations, pardon, soient prises en compte  
18 dans d'autres appels d'offres futurs, qui... qui  
19 seraient hors de ce dossier-là, de toute façon. Le  
20 Distributeur, là, dans son témoignage mentionnait  
21 que bien il prévoit peut-être qu'il y ait une  
22 approche par étape, là, d'appels d'offres  
23 successifs. Alors dans ce cas-là, il se pourrait  
24 très bien que certains de ces appels d'offres-là ne  
25 soient pas dans ce dossier-ci, même si le prochain

1 l'était.

2 Ce qui m'amène au dernier des points que je  
3 veux aborder aujourd'hui, donc Hilo.

4 Dans l'entente entre Hilo et le  
5 Distributeur, il y a un certain nombre de  
6 problèmes, selon nous. Et probablement, le plus  
7 important, c'est qu'il n'y a aucun moyen pour la  
8 Régie, à notre avis, de juger du caractère juste et  
9 raisonnable du prix payé à Hilo dans le cadre de  
10 l'entente.

11 Le prix payé à Hilo est basé sur deux  
12 composantes, hein. Il y a le prix par  
13 kilowattheure, et par rapport à ce prix-là, le  
14 Distributeur dit : « Bien, le prix payé à Hilo,  
15 c'est essentiellement ce que Hilo nous a demandé. »  
16 Alors, de toute évidence, là, ça ne garantit pas  
17 que le prix soit juste et raisonnable.

18 Il y a aussi, évidemment... Bon, ce n'est  
19 pas un processus compétitif. Et le Distributeur  
20 mentionne également que... il n'a pas la  
21 connaissance de la structure des coûts de Hilo, il  
22 ne connaît pas les coûts de Hilo. Alors, encore une  
23 fois, on a... on est en l'absence, là, d'éléments  
24 pour juger du caractère compétitif du tarif. Et  
25 donc, du caractère juste et raisonnable, selon

1 nous.

2 Il a aussi été question de... d'une balise  
3 basée sur les coûts évités de long terme. Alors,  
4 quelques commentaires là-dessus. D'abord, les coûts  
5 évités de long terme ne sont pas... ne sont pas  
6 applicables immédiatement, ils ne sont applicables  
7 que plus tard, donc ce n'est pas une balise qui est  
8 adéquate dans le contexte actuel.

9 Et... Bien, même si c'était une balise  
10 adéquate, et même si le prix payé par Hilo s'y  
11 comparait favorablement, ça ne... ça ne signifie  
12 pas que c'est... ça ne garantit pas un caractère  
13 juste et raisonnable.

14 Quand on fait un appel d'offres pour aller  
15 chercher de l'efficacité énergétique, ce qu'on  
16 vise, ou n'importe quel appel d'offres, ce qu'on  
17 vise, ici, ce n'est pas à simplement faire aussi  
18 bien que la meilleure de nos autres options, c'est  
19 à faire mieux que la meilleure de nos autres  
20 options. Sinon, bien, quel est l'intérêt, là,  
21 allons simplement avec les autres  
22 approvisionnements, qui nous offrent finalement le  
23 même coût.

24 Donc, bref, se contenter du coût évité  
25 signifie que le Distributeur et sa clientèle ne

1 retirent aucun bénéfice, par rapport aux  
2 alternatives disponibles. Et donc, ce n'est pas  
3 satisfaisant de se contenter de ça, il faut  
4 s'assurer également que... non seulement, c'est  
5 comparable au coût évité, mais il faut s'assurer  
6 que c'est le prix le plus faible qui est possible  
7 d'obtenir dans le marché.

8 Maintenant, la composante du prix par  
9 client, bien, ici, on a un prix... on a au contrat  
10 un prix minimal qui est fixé pour le prix par  
11 client. Alors, je ne révèle pas ce prix-là, mais  
12 vous êtes capable d'aller le voir, là, évidemment,  
13 dans le contrat.

14 Le Distributeur dit : « Bien, on est en  
15 train d'évaluer les autres services qui sont liés à  
16 ce prix par client là pour voir ce que ça vaut pour  
17 Hilo. » Alors, ce n'est pas très clair pour moi  
18 comment le prix minimal serait ajusté, en fonction  
19 de la valeur qui sera déterminée par le  
20 Distributeur. Est-ce qu'on fixera le prix à son  
21 minimum fixé par contrat, si cette valeur-là est  
22 inférieure au prix minimum, ou est-ce que cette  
23 valeur-là va venir s'ajouter au prix minimum, ou  
24 est-ce qu'il y a une négociation entre les deux, on  
25 ne le sait pas trop.

1           Mais quoiqu'il en soit, là, à ce stade-ci,  
2           c'est dur de voir que le... le Distributeur puisse  
3           retirer un bénéfice de cette composante-là de prix,  
4           par rapport au prix minimal.

5           Et le Distributeur a aussi évoqué des  
6           bénéfices non pécuniers, bon, qui relevaient de la  
7           promotion en général de l'efficacité énergétique,  
8           et le Distributeur semblait dire que tout ça allait  
9           faire que la culture de l'efficacité énergétique  
10          allait être meilleure et que les gens allaient  
11          devenir, en quelque sorte, là, bénévoles. Donc,  
12          dans des mesures d'efficacité énergétique et de  
13          gestion de la demande en puissance.

14          Je peux convenir que peut-être il y a une  
15          promotion de la culture d'efficacité énergétique,  
16          mais s'il y a une offre qui est disponible et qu'il  
17          y a des offres disponibles rémunérées pour cette  
18          gestion-là de la puissance, j'ai de la misère à  
19          concevoir que<sup>3</sup> le faire de manière bénévole et que  
20          le Distributeur puisse en retirer des bénéfices  
21          gratuitement.

22          Maintenant, à la diapositive suivante,  
23          quant aux autres caractéristiques d'Hilo qui selon  
24          nous sont défavorables et ici de comprendre ce qui  
25          était dans notre preuve, donc, limitent la

1           fiabilité du Distributeur à développer lui-même la  
2           GDP.

3                        Donc, le Distributeur a confirmé qu'il ne  
4           pouvait pas développer des mesures qui entraient en  
5           compétition avec ce qu'Hilo tente de développer.  
6           Donc, ça veut dire que si Hilo se lance dans  
7           certaines directions et que les choses ne vont pas  
8           très bien, bien le Distributeur ne peut pas tenter  
9           de développer des approches alternatives.

10                      Le fait de ne pas contrôler cet outil-là  
11           aussi enlève de la flexibilité au Distributeur dans  
12           la gestion qu'il va faire de cette ressource-là.

13                      Un élément ici qui est relié et qui n'est  
14           pas dans notre preuve, mais que je pense qui est  
15           quand même important de mentionner c'est que, selon  
16           nous, le contrat présente un risque  
17           d'approvisionnement pour le Distributeur. Alors, on  
18           pourrait prendre l'approche de dire, bien de toute  
19           façon, présentement, le contrat n'a pas d'impacts  
20           sur les tarifs étant donné le cadre réglementaire,  
21           puis le contrat prévoit que le Distributeur ne  
22           pourra pas payer plus que ce que la Régie va  
23           autoriser quand il y aura une demande tarifaire et  
24           donc, bien, ce n'est pas très méchant parce que de  
25           toute façon, si la Régie juge que ça vaut moins que

1 ce que ce que le Distributeur paie, bien, elle ne  
2 l'intégrera pas dans les tarifs en deux mille  
3 vingt-cinq (2025).

4 Bien, c'est sûr que la Régie peut faire ça,  
5 mais, bon, d'abord en l'absence d'appels d'offres,  
6 en absence de processus compétitifs, ça va être  
7 très difficile pour la Régie de déterminer ce qui  
8 est un prix raisonnable ou pas d'emblée.

9 Et donc, si elle envisage de réduire le  
10 prix payé à Hilo, bien elle risque de se faire dire  
11 « Bien, écoutez, une réduction de la rémunération  
12 d'Hilo met en péril l'effacement qu'Hilo apporte et  
13 donc met en péril les approvisionnements. ».

14 Alors, ce qui est prévu dans la Plan, c'est  
15 quand même une croissance de la part d'Hilo assez  
16 importante de sorte qu'en deux mille vingt-cinq  
17 (2025), je pense qu'on est autour de cinq cents  
18 mégawatts (500 MW). La Régie, en laissant aller  
19 aujourd'hui je vous dirais, se place dans une  
20 situation très difficile en deux mille vingt-cinq  
21 (2025) où elle pourrait en quelque sorte « se  
22 peindre dans le coin », en bon québécois.

23 Un autre désavantage qui est sorti je vous  
24 dirais en cours d'audience, c'est qu'Hilo peut  
25 également être un frein au déploiement de

1 technologies alternatives à celles proposées ou  
2 soutenues par Hilo.

3 Le témoin de CaSA, lors du témoignage du  
4 RNCREQ, nous disait « Bien, écoutez, moi je n'ai  
5 pas d'intérêt à vraiment essayer d'aller chercher  
6 une approbation de la santé publique sur les  
7 caractéristiques, puis le comportement de ma  
8 technologie pour la gestion des chauffe-eau, parce  
9 que de toute façon, j'ai un blocage politique de  
10 l'autre côté qui m'empêche d'intervenir dans ces  
11 marchés-là ».

12 Alors, selon nous, c'est une manifestation  
13 directe d'une conséquence de l'entente avec Hilo et  
14 de l'approche générale par rapport à la gestion de  
15 la GDP.

16 Donc, ce que l'on vous demande à la suite  
17 de tout ça, c'est ne pas reconnaître la part  
18 d'Hilo... de l'entente avec Hilo au Plan  
19 d'approvisionnement, parce que c'est plus prudent  
20 que la Régie ne compte pas sur cet outil-là de  
21 sorte qu'elle ait la possibilité... Qu'elle ne soit  
22 pas, comme je le disais, captive en quelque sorte  
23 en deux mille vingt-cinq (2025) et garde toutes ses  
24 options ouvertes.

25 Si la Régie conclut malgré ça et on ne

1 pense pas que ça soit le cas, et à la diapositive  
2 suivante, là, on n'a pas besoin d'y aller mais on  
3 présente un Plan d'approvisionnement qui, selon  
4 nous, démontre qu'Hilo, l'absence d'Hilo ne pose  
5 pas de problèmes, là, critiques, au niveau du Plan  
6 d'approvisionnement, mais si la Régie devait  
7 conclure malgré tout que l'absence d'Hilo pose un  
8 problème sérieux, bien, le Distributeur pourra  
9 recourir à un appel d'offres puis Hilo pourra  
10 participer pour combler les besoins, là, à  
11 relativement brève échéance.

12 Alors, c'était ma recommandation  
13 relativement à Hilo. Deux autres commentaires,  
14 toujours par rapport à Hilo, cela dit.

15 D'abord, le commentaire sur le point de  
16 vue, là, qui a été exposé par le CQ3S, euh, CQ3E,  
17 pardon, par rapport à Hilo, lorsqu'il a été  
18 questionné par la Formation. Les gens du CQ3E vous  
19 ont dit : bien écoutez, nous, on est plus, on n'est  
20 pas opposés à Hilo, on est plus dans une approche  
21 collaborative avec Hilo.

22 Je vous dirais que ce commentaire-là,  
23 évidemment, de notre point de vue, il n'est pas  
24 surprenant, surtout quand on considère, là, la  
25 réponse qui a été donnée, je pense, à une question

1 de maître Dubé, là, qui demandait : mais vous, est-  
2 ce que vous êtes en compétition avec Hilo, dans le  
3 fond? Et je pense que la réponse, là, du témoin, à  
4 ce moment-là, il disait : non, nous, dans le fond,  
5 on offre des services qui pourraient être acquis  
6 par Hilo pour réduire les besoins de puissance.

7 Alors, dans ce contexte-là, évidemment, ce  
8 n'est pas très étonnant que les gens du CQ3E soient  
9 favorables à l'entente, dans la mesure où l'entente  
10 donne des moyens importants à Hilo, les moyens  
11 financiers, j'entends, pour après ça se retourner  
12 vers le marché et aller chercher de l'effacement.

13 Pour prendre un exemple, là, extrême, là,  
14 si le Distributeur pouvait payer un trois cents  
15 dollars du kilowatt (300 \$/KW) à Hilo pour de  
16 l'effacement, bien, c'est évident qu'Hilo aurait  
17 une masse financière extrêmement importante et  
18 serait extrêmement motivée à aller chercher de  
19 l'effacement et serait prêt à payer des sommes  
20 importantes à tous les fournisseurs du marché pour  
21 aller chercher cet effacement-là.

22 Alors, plus il y a de l'apport financier  
23 dans ces efforts-là, évidemment, plus les gens qui  
24 travaillent dans ce domaine-là sont contents. On  
25 les comprend.

1                   Par contre, ça veut pas dire que c'est dans  
2 l'intérêt de la clientèle. Alors, c'est important,  
3 là, de ne pas, je pense, voir cette position-là du  
4 CQ3E comme quelque chose qui devrait démontrer  
5 qu'Hilo est une bonne idée.

6                   L'autre point sur lequel je voulais en  
7 venir, c'est la question de la confidentialité du  
8 prix du contrat. D'un point de vue économique, je  
9 pense que les arguments évoqués pour justifier la  
10 confidentialité du prix entre l'entente entre Hilo  
11 et le Distributeur ne sont pas suffisants pour  
12 maintenir cette confidentialité-là.

13                   D'abord, du point de vue du Distributeur,  
14 le Distributeur dit : bien, ça risque d'affecter ma  
15 capacité de négociation dans des contrats futurs.  
16 D'une part, le Distributeur a dit qu'il n'avait  
17 aucune intention de se tourner vers de nouveaux,  
18 d'autres Agrégateurs dans le futur, en tout cas, à  
19 brève échéance.

20                   Et d'autre part, s'il le fait, bien on...  
21 il y a lieu de penser que ça ne se fera pas par une  
22 entente de gré à gré, donc, de révéler le prix de  
23 l'entente, s'il y a un contexte compétitif, je ne  
24 pense pas que ça soit dommageable aux futures  
25 ententes, du point de vue du Distributeur, d'autant

1 plus que ça ne risque pas d'arriver à brève  
2 échéance.

3 Maintenant, du point de vue de Hilo, bien  
4 Hilo nous dit : « Si le prix est connu, les gens  
5 vont savoir combien je reçois, puis comme ils  
6 savent combien j'offre aux clients, bien, ils vont  
7 être capable de déduire un peu tout ce qu'il y a  
8 entre les deux, à cause d'une connaissance de ce  
9 type de coût là par des acteurs... » bien éduqués,  
10 je dirais.

11 Je vous dirais que je pense que c'est un  
12 argument qui est relativement faible, là. Il y a  
13 quand même beaucoup de coûts qui rentrent dans la  
14 tractation de services. Je pense que c'est un  
15 argument, là, qui est quand même un peu facile.

16 Et de façon plus générale, bien, j'abonde  
17 dans le sens des propos de... du représentant de  
18 l'AQCIE ce matin, là, monsieur Allard qui disait  
19 que la transparence est... favorise un débat,  
20 d'abord par rapport à ces coûts-là, puis ultimement  
21 à l'octroi ou l'obtention de prix plus favorables,  
22 là, du point de vue des clients.

23 Et je pense qu'effectivement c'est le cas,  
24 le fait de rendre ça public va assurer de la  
25 transparence, puis pourrait susciter un débat et

1 amener, là, un éclairage utile sur le prix de ces  
2 contrats-là.

3 Alors, voilà, ça termine mes commentaires.

4 Q. [58] Merci beaucoup, Monsieur Gosselin. Si vous me  
5 permettez, j'aurais peut-être une petite question  
6 de clarification avant de passer au contre-  
7 interrogatoire.

8 Je me demandais si vous pouviez peut-être  
9 revenir... simplement sur votre explication entre  
10 la neutralité tarifaire puis le contexte  
11 énergétique en lien avec le tarif de développement  
12 économique. Pouvez-vous nous expliquer, peut-être  
13 en quelques mots... en fait, comment... pourquoi  
14 ces deux éléments-là ne sont pas, si on veut,  
15 équivalents?

16 R. Bien... D'abord, la neutralité tarifaire, là, comme  
17 il a été discuté, la neutralité tarifaire ne  
18 s'intéresse que... qu'à la période qui termine  
19 en... avec la fin du tarif de développement  
20 économique en deux mille vingt-sept (2027).

21 Donc, sur cette période-là, les coûts  
22 évités de long terme ont un poids qui est beaucoup  
23 plus faible. Et donc, qui peuvent permettre d'en  
24 arriver à la conclusion que le tarif est neutre.  
25 Mais cette analyse-là ne tient pas du tout compte

1 du fait que le tarif ne disparaîtra pas le jour, et  
2 le client, ne disparaîtra pas le jour où le... où  
3 le tarif de développement économique prend fin. Et  
4 il va continuer à y avoir des impacts sur le reste  
5 de la clientèle, bien au-delà de ça. Et qu'en  
6 fonction des coûts évités présentement, approuvés  
7 par la Régie, bien, ces coûts-là sont très  
8 importants, et donc sont nettement, là... le fait  
9 d'aller chercher le client, où, globalement,  
10 incluant à la fois la période de court terme et la  
11 période de long terme, est très négative au total  
12 sur la clientèle.

13           Donc, la neutralité tarifaire s'intéresse à  
14 une période très restreinte de la présence du  
15 client, alors que le contexte énergétique, lui, est  
16 beaucoup plus large que ça, puis l'intérêt de la  
17 clientèle doit être évalué sur une période beaucoup  
18 plus longue que ça.

19 Q. [59] Parfait. Je vous remercie. C'était complet  
20 pour moi. Je ne sais pas si les membres de... En  
21 fait, je ne sais pas si c'est monsieur le président  
22 qui fait le tour des intervenants, premièrement, je  
23 m'excuse...

24 LE PRÉSIDENT :

25 Non, bien... là, on va commencer par la pause-

1 lunch.

2 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

3 Ah, O.K. Parfait.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Et on va se revoir... Donc, on se retrouve à treize  
6 heures vingt (13 h 20).

7 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

8 Excellent.

9 Me DOMINIQUE NEUMAN :

10 Excusez-moi, Monsieur...

11 LE PRÉSIDENT :

12 Oui?

13 Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 ... le Président.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Oui?

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Oui. Dominique Neuman, pour le RTIEÉ. Simplement  
19 pour que nous puissions planifier. Donc, on voit  
20 que nous n'avons pas encore terminé avec la FCEI et  
21 il y aura le ROEÉ après. Et nous sommes prévus dans  
22 l'horaire pour passer demain matin. Est-ce que...  
23 est-ce que la Régie peut confirmer...

24 LE PRÉSIDENT :

25 Bien, je... Oui, je pense qu'on va suivre ce qui

1 est indiqué au calendrier.

2 Me DOMINIQUE NEUMAN :

3 Donc, nous passerons... nous pouvons planifier  
4 passer demain matin. C'est bien ça?

5 LE PRÉSIDENT :

6 Oui, tout à fait. Oui, oui.

7 Me DOMINIQUE NEUMAN :

8 Je vous remercie beaucoup.

9 LE PRÉSIDENT :

10 Très bien. Alors, à treize heures vingt (13 h 20).

11 Merci.

12 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

13 Merci.

14 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

15

16 REPRISE DE L'AUDIENCE

17 (13 h 20)

18 LE PRÉSIDENT :

19 Bonjour à tous. Nous allons poursuivre avec le  
20 contre-interrogatoire des intervenants sur la  
21 preuve de FCEI. Est-ce qu'il y a des questions de  
22 la part d'AHQ-ARQ? Il ne semble pas que ce soit le  
23 cas. AQCIE?

24 Me SYLVAIN LANOIX :

25 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci. AQPER?

3 Me NICOLAS DUBÉ :

4 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Merci. CQ3E?

7 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

8 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

9 LE PRÉSIDENT :

10 RNCREQ?

11 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

12 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

13 LE PRÉSIDENT :

14 ROEÉ?

15 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

16 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

17 LE PRÉSIDENT :

18 RTIEÉ?

19 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me DOMINIQUE NEUMAN :

20 Oui. Bonjour, Monsieur le Président et Mesdames les

21 Régisseurs. Dominique Neuman pour le RTIEÉ. Oui,

22 j'ai des questions pour la FCEI.

23 Q. [60] Et en fait ce serait une question sur la page

24 qui est présentement affichée sur l'écran, la page

25 11 de la présentation, sur Hilo. J'essaie de

1 comprendre quel est le remède que la FCEI demande à  
2 la Régie d'adopter pour gérer le fait que, selon  
3 FCEI, l'entente entre Hydro-Québec et Hilo serait  
4 irrégulière ou... Je ne veux pas utiliser le mot  
5 « légale », on n'est pas dans une... ce n'est pas  
6 une question de droit que je vous pose. La FCEI, et  
7 c'est à peu près à la moitié de la page qui est  
8 présentement affichée, demande à la Régie de ne pas  
9 reconnaître l'apport, « l'apport » de l'entente  
10 avec Hilo au plan d'approvisionnement.

11           Donc, ce n'est pas l'entente, c'est  
12 l'apport de l'entente. Parce que Hilo, Hilo existe,  
13 que ce soit légalement ou illégalement. Hilo a des  
14 programmes, que ces programmes soient légaux ou  
15 illégaux, ils existent. Hilo a contracté avec les  
16 clients d'Hydro-Québec... enfin avec certains  
17 clients d'Hydro-Québec Distribution pour leur  
18 offrir une certaine aide financière pour qu'ils  
19 réalisent... pour que ces clients réalisent  
20 certaines économies en puissance, donc dans leur  
21 consommation en puissance. Donc cela existe. Et  
22 l'approvisionnement, c'est une prévision. On  
23 prévoit ce qui existe. On ne prévoit pas juste ce  
24 qui existe légalement et on prévoit tout ce qui  
25 existe. Et cette entente avec Hilo existe. Et les

1 ententes entre Hilo et les clients existent.

2 Est-ce que je comprends bien que ce que  
3 vous proposez (coupure de son) les puissances,  
4 qu'elles vont réellement exister, mais parce  
5 qu'elles sont...

6 LE STÉNOGRAPHE :

7 Je m'excuse, Maître Neuman, ça a coupé.

8 Me DOMINIQUE NEUMAN :

9 Q. [61] Est-ce que vous proposez donc qu'il y ait des  
10 économies de puissance qui existent réellement à  
11 l'horizon deux mille vingt, deux mille vingt-neuf  
12 (2020-2029) et qu'elles ne soient pas prises en  
13 compte, c'est bien ça, parce que l'entente avec  
14 Hilo serait irrégulière, illégale ou autre?

15 R. Je ne pense pas avoir porté de jugement à savoir si  
16 l'entente était légale ou... Tout ce que j'ai  
17 mentionné, c'est que je pense que l'entente n'était  
18 pas nécessairement avantageuse ou, en tout cas,  
19 qu'il n'y avait pas de démonstration que, à tout le  
20 moins, au niveau du prix, que le prix était juste  
21 et raisonnable. Et j'ai mentionné un certain nombre  
22 d'autres désavantages.

23 Le remède, c'est effectivement de ne pas  
24 l'intégrer dans le Plan. Donc, la Régie exige du  
25 Distributeur qu'il présente d'autres moyens ou

1 qu'il apporte d'autres moyens de répondre aux  
2 besoins de la clientèle.

3           Après, si Hilo décide que... Si le  
4 Distributeur décide qu'il continuer à payer Hilo  
5 puis si Hilo décide qu'il continue à faire de  
6 l'effacement, c'est leur affaire. Mais ça ne sera  
7 pas intégré au Plan. De sorte que le jour où le  
8 Distributeur demandera l'intégration de ces coûts-  
9 là au Plan d'approvisionnement, bien s'il le fait  
10 la Régie ne sera pas... elle va avoir toute la  
11 liberté d'accepter ou pas parce que le bilan sera  
12 déjà sécurisé par d'autres moyens.

13 Q. **[62]** O.K. Mais ma question ne portait pas sur les  
14 coûts. Elle portait sur la prévision de la demande,  
15 c'est-à-dire... Vous reconnaissez donc, si Hilo  
16 fait quelque chose, qu'elle fait réellement de  
17 l'effacement et que pour différentes raisons vous  
18 pensez que c'est... que les conditions sont  
19 inappropriées, mais que ça se fait quand même, vous  
20 proposez de ne pas le reconnaître. Donc, que  
21 fictivement, on va faire comme si la demande en  
22 puissance d'Hydro-Québec pendant les années en  
23 question, qu'elle serait différente de ce qu'on  
24 prévoit réellement qu'elle sera. Et donc, on fera  
25 comme s'il y avait trop de demande de puissance et

1 qu'on sera obligé de la combler par quelque chose,  
2 par un autre moyen, alors qu'elle est réellement  
3 comblée par l'effacement d'Hilo, c'est ce que vous  
4 proposez.

5 R. Bien si la Régie ne l'intègre pas dans le bilan, je  
6 pense qu'on peut se demander si vraiment Hilo va...  
7 va poursuivre. Je ne sais pas jusqu'à quel point ou  
8 en tout cas elle va vouloir faire croître ses...  
9 ses efforts. À date, la part d'Hilo, sauf erreur,  
10 est quand même pas si importante. Mais l'idée, oui,  
11 la réponse à votre question c'est en quelque sorte  
12 oui, parce que la Régie, à notre avis, devrait  
13 exiger du Distributeur qu'il soit prêt à garantir  
14 les besoins de sa clientèle si Hilo n'était pas là.  
15 De sorte qu'il ne sera pas...

16 Q. **[63]** Merci.

17 R. Ma réponse, elle est terminée.

18 Q. **[64]** Oui. O.K. O.K. Alors je vous remercie  
19 beaucoup. Ça répond à ma question. Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Pas d'autres questions, Maître Neuman?

22 Me DOMINIQUE NEUMAN :

23 Non, je n'ai pas d'autres questions, je vous  
24 remercie beaucoup.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Merci. Alors on passerait à UC.

3 Me HÉLÈNE SICARD :

4 Ah, nous n'aurons pas de questions, Monsieur le  
5 Président.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Très bien, merci.

8 Me HÉLÈNE SICARD :

9 Et je m'excuse pour tout à l'heure, là, j'ai des  
10 problèmes à ouvrir mon micro.

11 LE PRÉSIDENT :

12 Très bien. Du côté du HQD?

13 Me SIMON TURMEL :

14 Maître Neuman m'a piqué mes questions, donc je  
15 n'aurai pas d'autres questions.

16 LE PRÉSIDENT :

17 D'accord. Merci.

18 Me DOMINIQUE NEUMAN :

19 C'était involontaire.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Maître Lefrançois?

22 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

23 Je n'aurai pas de questions moi non plus, merci.

24

25

1 INTERROGÉ PAR LA FORMATION

2 Mme SYLVIE DURAND :

3 Q. **[65]** Bonjour, Sylvie Durand pour la Formation.

4 D'abord, je vois à la page 9... bonjour, Monsieur  
5 Gosselin.

6 R. Bonjour.

7 Q. **[66]** Je vois à la page 9 de votre présentation où  
8 vous faites... où vous évoquez des préoccupations  
9 quant à la prévision de la demande au... le marché  
10 de court terme, là, et si j'ai bien compris, je ne  
11 sais pas, je veux juste m'assurer de vos... de vos  
12 recommandations, là. Dans le cadre où... dans  
13 l'éventualité où il y aurait un appel d'offres qui  
14 serait fait dans le présent dossier, est-ce que je  
15 dois comprendre qu'à ce moment-là vos  
16 recommandations seraient reportées pour un autre  
17 dossier... un autre plan d'approvisionnement?

18 R. En fait, ce que je disais c'est que ces  
19 recommandations-là - puis j'espère que ça va  
20 répondre à votre question, là - que ces  
21 recommandations-là soient dans la décision que vous  
22 allez rendre par rapport à l'audience  
23 d'aujourd'hui, quelle que soit... qu'il y ait...  
24 que l'appel d'offres à venir soit traité dans ce  
25 dossier-ci ou pas. De sorte que ces

1 recommandations-là, ces préoccupations-là plutôt  
2 seront documentées pour les futurs appels d'offres  
3 qui pourraient suivre celui qui semble être  
4 imminent.

5 Q. **[67]** Donc, c'est ça, dans... donc, ces  
6 préoccupations-là auxquelles vous faites état  
7 devraient être prises en compte dans le cadre  
8 d'appels d'offres subséquents au présent plan  
9 d'approvisionnement.

10 R. Bien si elles sont toujours d'actualité évidemment,  
11 là, mais oui.

12 Q. **[68]** O.K. O.K. J'avais... et juste aussi pour faire  
13 un peu de pouce, là, sur ce que maître Neuman vient  
14 de dire... Vous recommandez de ne pas reconnaître  
15 l'apport de Hilo. Est-ce que je dois en comprendre  
16 que les besoins... dans l'éventualité où c'était le  
17 cas, les besoins en puissance du Plan  
18 d'approvisionnement devraient faire l'objet d'un  
19 appel d'offres en puissance, pour... pour combler  
20 cette demande en puissance là?

21 R. Euh... Bien, ça... Évidemment, s'il y a un besoin  
22 en puissance à combler, bien, oui, je pense que ça  
23 devrait faire l'objet d'un appel d'offres. Cet  
24 appel d'offres là, cela dit, ne doit pas  
25 nécessairement correspondre exactement à ce qui est

1 prévu pour Hilo dans le bilan, là. Ça dépend du jeu  
2 des autres moyens, aussi, comment on veut gérer  
3 l'ensemble du plan, là, du bilan en puissance.  
4 Mais... mais oui, là. Si, évidemment, ça crée un  
5 besoin d'un appel d'offres... oui.

6 Q. **[69]** Je vous remercie, je n'aurai pas d'autres  
7 questions.

8 Me LOUISE ROZON :

9 Q. **[70]** Bonjour, Monsieur Gosselin. Louise Rozon pour  
10 la Formation. Juste en lien pour... comme... bien  
11 comprendre moi aussi, là, l'objet de votre demande.  
12 Si vous nous proposez d'indiquer « zéro » comme  
13 contribution de la part de Hilo, même si Hilo  
14 continue à offrir le service qu'il offre  
15 actuellement au Distributeur, c'est uniquement  
16 parce qu'il y a une crainte qu'en deux mille vingt-  
17 cinq (2025), la Régie n'ait pas le choix de...  
18 d'accepter une contribution de la part de cet  
19 agrégateur? C'est juste pour cette raison-là? Il  
20 n'y a pas d'autres moyens qui pourraient être mis  
21 de l'avant, entre mettre « zéro » puis... je ne le  
22 sais pas... Alors que... Si la contribution  
23 continue quand même à être offerte, parce qu'il n'y  
24 a pas à court terme de conséquence, là, sur les  
25 tarifs... Mais le but, c'est juste de ne pas être



1 façon dont Hilo structure ses actions, de sorte que  
2 le paiement qui est prévu aujourd'hui devienne  
3 nécessaire pour que cette activité-là se poursuive,  
4 bien... Vous dites : « Est-ce que c'est seulement  
5 ce risque-là? » Bien, ce risque-là... Je ne le sais  
6 pas s'il y a un autre moyen, là. Donc, si...

7 Je vous donne un exemple, là. Si ça prend  
8 soixante-quinze dollars (75 \$) de budget à Hilo  
9 pour rémunérer ces clients-là et faire fonctionner  
10 toutes ses... toutes ses opérations, et que vous  
11 dites : « Bien, finalement, ça va être cinquante  
12 (50) », bien là, c'est quoi l'alternative, si Hilo  
13 dit : « Moi, je ne le fais pas. » C'est que le  
14 Distributeur le ramasse et puis dise « Bien, O.K.  
15 Bien, moi, je vais je vais m'en occuper, mais ça va  
16 coûter encore soixante-quinze (75 \$). ».

17 Donc, il y a deux possibilités, soit la  
18 capacité disparaît, soit le Distributeur peut être  
19 contraint d'encourir les coûts qui auront été  
20 incarnés, si vous voulez, dans les opérations  
21 d'Hilo.

22 Q. [72] Mais est-ce que votre recommandation n'est pas  
23 à l'inverse avoir un impact plus important sur les  
24 coûts d'approvisionnement si on remplace cette  
25 approvisionnement-là par un approvisionnement

1           additionnel, parce qu'il y a une crainte que ça ne  
2           puisse pas se poursuivre? Je ne sais pas. Il y a  
3           quand même un risque d'un bord ou de l'autre. Non?

4       R. Bien, je ne vois pas nécessairement le risque que  
5           les coûts soient plus... Si on remplace par un  
6           autre approvisionnement, ça va être un  
7           approvisionnement qui va être obtenu par appel  
8           d'offres. Le risque serait qu'effectivement si le  
9           prix de cet appel d'offres là sort à un niveau plus  
10          élevé que ce qui est consenti à Hilo, bien là, oui  
11          effectivement ça pourrait coûter plus cher, mais  
12          là, qu'est-ce qu'on fait d'Hilo? C'est justement  
13          qu'il n'y a pas de processus concurrentiel.

14                 Alors, si on fait un appel d'offres et  
15                 qu'Hilo a tout le loisir évidemment d'y participer  
16                 et qu'il est moins cher que les alternatives, bien  
17                 ultimement, ce serait Hilo qui serait retenu de  
18                 toute façon.

19                 À terme, par exemple, si on prend un  
20                 approvisionnement, puis qu'on se ramasse en deux  
21                 mille vingt-cinq (2025), puis que là on dit « Bon  
22                 bien, on serait prêt à accepter Hilo à un certain  
23                 prix. », puis qu'Hilo est confortable avec ça et  
24                 qu'il est prêt à offrir son effacement, bien là la  
25                 Régie ou le Distributeur n'est pas contraint du

1 jour au lendemain d'accepter tout ce qu'Hilo a à  
2 offrir.

3 Le Distributeur il prend ce dont il a  
4 besoin et donc, je ne vois pas pourquoi on se  
5 ramasserait avec des approvisionnements en double.

6 Q. [73] C'est bon. Je n'aurai pas d'autres questions.  
7 Merci.

8 LE PRÉSIDENT :

9 Q. [74] Oui. Quelques questions. À la page 3, vous  
10 indiquez qu'il y aurait additionnel de trois cents  
11 millions par année (300 M\$/an) en raison de la  
12 demande qui viendrait des centres de données.

13 Est-ce que vous pouvez me donner une  
14 référence dans votre preuve sur le calcul du trois  
15 cents millions (300 M\$/an) ou peut-être juste  
16 rappeler rapidement la méthodologie?

17 R. Bien, écoutez, le trois cent millions (300 M\$/an)  
18 il est dans notre preuve. Le détail du calcul n'est  
19 pas dans notre preuve, mais évidemment, je l'ai au  
20 besoin.

21 Et la méthodologie, bien, en fait c'est  
22 exactement la même méthodologie qui a été utilisée  
23 au dossier 4127, dans le dossier des serres, et  
24 donc essentiellement c'est l'actualisation des flux  
25 de revenus et de coûts associés au tarif et à

1 l'approvisionnement en énergie et en puissance avec  
2 l'actualisation qui s'impose et l'inflation et tout  
3 ça.

4 Q. [75] O.K. Parfait. Merci. À la page 11 sur Hilo,  
5 les deux premières affirmations. Premièrement vous  
6 dites :

7 Hilo limite la flexibilité du  
8 Distributeur à développer lui-même la  
9 GDP.

10 Alors, il y a comme une présomption que si c'est  
11 l'unité HQD qui développe un moyen de GDP c'est  
12 préférable à ce que ce soit la filiale en propriété  
13 exclusive. Alors, pourquoi vous estimez que ce  
14 serait préférable ou est-ce que vous voyez qu'il y  
15 a une limite de flexibilité?

16 R. Bien, dans les réponses que le Distributeur a donné  
17 aux demandes de renseignements, il a mentionné à  
18 quelques endroits, je pense, qu'effectivement il ne  
19 pouvait pas, lui, développer des moyens qui  
20 entraient en concurrence avec ce qu'Hilo faisait.

21 Alors, si Hilo veut développer un certain  
22 moyen et par exemple qu'il ne progresse pas à la  
23 satisfaction du Distributeur, par exemple, dans le  
24 développement de ces moyens-là ou de certaines  
25 mesures, bien le Distributeur ne peut pas dire

1 « Bien, je vais prendre la relève, puis je vais en  
2 faire davantage. ».

3 Bien, si le Distributeur trouve, on peut  
4 prendre l'exemple des chauffe-eau, supposons qu'il  
5 y a une technologie alternative aux chauffe-eau à  
6 haute température qui soit moins coûteuse qui soit  
7 plus facile à adopter par la clientèle, bien, Hilo  
8 lui a décidé que c'était la technologie qu'il a  
9 développé qu'il veut mettre de l'avant, bien là, le  
10 Distributeur est dans l'impossibilité d'aller  
11 chercher ce potentiel-là avec une technologie qui,  
12 potentiellement, pourrait mieux adaptée, plus  
13 attrayante pour la clientèle.

14 Donc, c'est dans ce sens-là où il y a une  
15 contrainte sur ce que le Distributeur peut faire.

16 Q. [76] Présument que l'unité HQD serait mieux en  
17 mesure de gérer le programme que la filiale?

18 R. Bien ça pourrait être ça, mais non, ce n'était pas,  
19 ce n'était pas nécessairement le sens de notre, du  
20 commentaire, c'était plus en lien, je vous dirais,  
21 d'une part, au niveau du choix des technologies,  
22 comme je viens de l'expliquer. Ça peut être  
23 également potentiellement peut-être pas tant quant  
24 à la capacité de développer des mesures ou un  
25 programme mais ça pourrait être relatif à la

1           volonté de le faire, par exemple.

2                       Donc, peut-être qu'Hilo, certaines mesures,  
3           sont moins intéressantes pour lui et pourrait  
4           dire : bien, moi, ce potentiel-là, m'intéresse  
5           moins, mais il y a quand même une initiative dans  
6           un secteur, mais sans pousser très fort dessus, et  
7           le Distributeur serait, ce que j'en comprends, là,  
8           ne pourrait pas, de son côté, avoir l'initiative  
9           dans ce sens-là.

10       Q. **[77]** D'accord. Pour le deuxième énoncé, « moins  
11       flexible que les ressources ou le contrôle direct  
12       du Distributeur ». Donc, les ressources ou le  
13       contrôle direct du Distributeur, là, vous faites  
14       référence à des programmes comme GDP Affaires?

15       R. Par exemple.

16       Q. **[78]** Par exemple? O.K.

17       R. Par exemple puis ce que je, ce à quoi on fait  
18       référence ici là c'est que bien le GDP Affaires, il  
19       n'y a rien qui oblige le Distributeur à appeler  
20       tout le monde qui est inscrit à GDP Affaires en  
21       même temps.

22                       S'il y a quatre cents mégawatts (400 MW) de  
23       disponibles en GDP Affaires, mais qu'une journée,  
24       il a besoin, ou une heure, il a besoin seulement de  
25       deux cents (200), bien il peut appeler deux cents

1 (200) et conserver ses heures d'effacement pour  
2 l'autre deux cents (200), pour l'utiliser à un  
3 autre moment.

4 Donc, il peut optimiser ces outils  
5 d'effacement de façon plus, plus fine. Avec Hilo,  
6 il appelle Hilo. Ça fait que si Hilo dans quelques  
7 années, il va offrir cinq, six cents mégawatts  
8 (600 MW) selon les prévisions du Distributeur, si  
9 le Distributeur a besoin de deux cents (200), bien,  
10 il appelle Hilo et il reçoit six cents (600).

11 Ou il peut dire à Hilo de lui donner  
12 seulement deux cents (200), mais dans tous les cas  
13 il a perdu leur potentiel d'effacement pour tout le  
14 monde, pendant la période d'effacement.

15 Q. [79] Parfait.

16 R. Merci beaucoup.

17 LE PRÉSIDENT :

18 Alors, ça fait le tour pour le contre-  
19 interrogatoire. On va pouvoir libérer votre témoin.

20 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

21 Parfait, merci.

22 LE PRÉSIDENT :

23 Merci beaucoup.

24 R. Merci.

25

1 LE PRÉSIDENT :

2 Avant de passer à la preuve du ROEÉ, je voulais  
3 juste vérifier avec AHQ-ARQ. Est-ce que maître  
4 Cadrin est là? Ou maître Carignan?

5 Me STEVE CADRIN :

6 Oui, bonjour, Monsieur le Président. Je ne sais pas  
7 si vous m'entendez, là, je suis sur un téléphone...

8 LE PRÉSIDENT :

9 Oui, on vous entend très bien.

10 Me STEVE CADRIN :

11 Ah, O.K. Parfait, je m'excuse.

12 LE PRÉSIDENT :

13 C'était juste pour vérifier. En principe, vous  
14 étiez prévu mercredi avant-midi, mais, là, il  
15 semble qu'il y a de la place, là, demain après-  
16 midi, mardi après-midi, est-ce que ça vous  
17 conviendrait de présenter votre preuve demain  
18 après-midi?

19 Me STEVE CADRIN :

20 Là, jusqu'à maintenant, ça convient, Monsieur le  
21 Président, on est en train de travailler sur la  
22 présentation en temps réel. Si vous me donnez une  
23 fraction de seconde je veux juste vérifier avec  
24 monsieur Raymond qui nous écoute aussi, là, qui est  
25 avec nous.

1 LE PRÉSIDENT :

2 D'accord.

3 Me STEVE CADRIN :

4 Ça ne sera pas très long. On va être prêts pour  
5 demain après-midi, à votre convenance.

6 LE PRÉSIDENT :

7 Très bien, vraisemblablement, ça va être tout de  
8 suite après le lunch.

9 Me STEVE CADRIN :

10 Tout de suite après le lunch, en théorie. Parfait,  
11 c'est noté.

12 LE PRÉSIDENT :

13 Même chose, Maître Neuman, donc dans ce cas-là, au  
14 lieu d'être mercredi après-midi, vous pourriez  
15 présenter votre preuve à compter de mercredi huit  
16 heures trente (8 h 30), si ça vous convient?

17 Me DOMINIQUE NEUMAN :

18 Oui, pas de problème. Oui, alors, Dominique Neuman  
19 pour Opitciwan. Oui, je vais contacter l'équipe  
20 juste pour être sûr que tout le monde est prêt,  
21 donc, pour huit heures trente (8 h 30).

22 LE PRÉSIDENT :

23 Parfait. Merci.

24 Me DOMINIQUE NEUMAN :

25 On parle de mercredi, c'est bien ça?

1 LE PRÉSIDENT :

2 Tout à fait.

3 Me DOMINIQUE NEUMAN :

4 Oui, d'accord. Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Donc, on va passer à la présentation de la preuve  
7 du ROÉÉ.

8

9 PREUVE DU ROÉÉ

10

11 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

12 Oui. Bonjour, Monsieur le Président et mesdames les  
13 régisseurs. Bon après-midi à tous. Gabrielle  
14 Champigny pour le Regroupement des organismes  
15 environnementaux en énergie. Donc, je demanderais  
16 aux témoins d'allumer leurs - oui - leurs caméras.  
17 C'est fait. Donc, le panel de témoins du ROÉÉ est  
18 composé aujourd'hui de trois panelistes : monsieur  
19 Bertrand Schepper, monsieur Jean-Pierre Finet et  
20 monsieur Bernard Saulnier.

21           Donc, monsieur Saulnier est ingénieur  
22 spécialisé dans l'intégration et l'exploitation  
23 technico-économique des apports énergétiques des  
24 sources renouvelables dans les réseaux électriques.  
25 Il a déjà témoigné par le passé pour le ROÉÉ, mais

1           puisqu'il contribue plus rarement aux intervenants  
2           devant la Régie, nous avons déposé son CV en pièce  
3           C-ROÉÉ-0044. Donc, voilà. On pourrait maintenant  
4           passer à l'assermentation, Madame la Greffière. Les  
5           témoins sont prêts.

6

7           L'AN DEUX MILLE VINGT ET UN (2021), ce douzième  
8           (12e) jour du mois de juillet, ONT COMPARU :

9

10          BERNARD SAULNIER, ingénieur, domicilié 550,  
11          boulevard Clairevue Est, Saint-Bruno-de-Montarville  
12          (Québec);

13

14          JEAN-PIERRE FINET, analyste externe, ayant une  
15          place d'affaires au 1250, boulevard Saint-Joseph,  
16          app. 2, Montréal (Québec);

17

18          BERTRAND SCHEPPER, analyste externe, ayant une  
19          place d'affaires au 1085, rue Saint-Jean, Longueuil  
20          (Québec);

21

22          LESQUELS, après avoir fait une affirmation  
23          solennelle, déposent et disent :

24

25

1 INTERROGÉS PAR Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

2 Merci beaucoup, Madame la Greffière.

3 Q. **[80]** Je vais maintenant passer à l'adoption de la  
4 preuve. On va commencer par monsieur Finet. Donc,  
5 je vous réfère à la preuve écrite initiale du ROÉÉ  
6 aux pièces C-ROÉÉ-0016, 0018, 0020, 0024 et 0022.  
7 Il s'agit des volets 1, prévision de la demande,  
8 volet 3, efficacité énergétique et volet 4 sur  
9 Hilo. Ensuite, je vous réfère à la pièce C-ROÉÉ-34,  
10 qui est le complément de preuve du ROÉÉ, ainsi que  
11 C-ROÉÉ-0045, soit la présentation de la preuve que  
12 vous utiliserez aujourd'hui. Donc, ces pièces  
13 ont-elles été rédigées par vous ou avez-vous  
14 participé à la préparation de celles-ci?

15 LE STÉNOGRAPHE :

16 Q. **[81]** On ne vous a pas entendu.

17 M. JEAN-PIERRE FINET :

18 R. Oui.

19 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

20 Merci.

21 LE STÉNOGRAPHE :

22 Q. **[82]** Rapprochez votre micro de votre bouche, s'il  
23 vous plaît, quand vous parlez. Merci.

24 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

25 Merci.

1 Q. **[83]** Les adoptez-vous pour valoir comme votre  
2 témoignage écrit en l'instance?

3 M. JEAN-PIERRE FINET :

4 R. Oui.

5 Q. **[84]** Merci. - Monsieur Schepper, donc je vous  
6 réfère vous aussi à la preuve écrite initiale du  
7 ROEÉ, cette fois-ci aux pièces C-ROEÉ-0016, 0017,  
8 0018, 0021 et 0023. Il s'agit du volet 1, prévision  
9 de la demande; du volet 2, réseaux autonomes; volet  
10 3, sur l'efficacité énergétique, ainsi que le volet  
11 5 qui était sur les Îles-de-la-Madeleine.

12 Je vous réfère aussi au complément de  
13 preuve du ROEÉ en pièce C-ROEÉ-0034 et à la  
14 présentation de la preuve que vous utiliserez  
15 aujourd'hui, C-ROEÉ-0045. Donc, ces pièces  
16 ont-elles été rédigées par vous ou avez-vous  
17 participé à la préparation de celles-ci?

18 R. Oui.

19 Q. **[85]** Et les adoptez-vous pour valoir comme votre  
20 témoignage écrit en l'instance?

21 R. Oui.

22 Q. **[86]** Merci beaucoup. Je vais me tourner finalement  
23 vers monsieur Saulnier. Je vous réfère exactement  
24 aux mêmes pièces que mentionnées à monsieur  
25 Schepper. Ces pièces ont-elles été rédigées par

1 vous ou avez-vous participé à la préparation de  
2 celles-ci?

3 M. BERNARD SAULNIER :

4 R. Oui.

5 Q. **[87]** Et les adoptez-vous pour valoir votre  
6 témoignage en l'instance?

7 R. Oui.

8 Q. **[88]** Merci. Merci beaucoup. Donc, Madame la  
9 Greffière, je vous demanderais, s'il vous plaît,  
10 d'ouvrir le document C-ROÉÉ-0045, s'il vous plaît.  
11 Merci.

12 M. BERTRAND SCHEPPER :

13 R. Donc, je vais commencer la présentation. En fait,  
14 je vais faire une... en fait, c'est moi qui vais  
15 présenter notamment les questions entourant la  
16 prévision de la demande, mais aussi faire un petit  
17 survol, là, des intérêts du ROÉÉ dans la présente  
18 cause. On s'efforce, comme demandé par la Régie, de  
19 présenter surtout ce qui a eu des modifications et  
20 qu'est-ce qui... nos commentaires par rapport à ce  
21 qui s'est dit lors des audiences. Mais aussi on  
22 tient à prendre un moment pour expliquer pourquoi  
23 certains enjeux sont importants pour le ROÉÉ.

24 Donc, tout d'abord... bien sur la prévision  
25 de la demande, je pense que le lien avec la crise

1 sanitaire qu'on a eue est important et donc on va  
2 évidemment faire des recommandations en ce sens-là.  
3 Ensuite, je vais passer la parole à monsieur  
4 Saulnier pour parler des réseaux autonomes.

5 Bien comme vous le savez, un des membres du  
6 ROÉÉ se situe aux Îles-de-la-Madeleine, donc  
7 évidemment toutes les questions entourant les  
8 réseaux autonomes, plus particulièrement celui des  
9 Îles-de-la-Madeleine, nous intéressent et nous  
10 tient à coeur. Nous accueillons d'ailleurs assez  
11 favorablement la potentielle Phase 2 dans le  
12 présent dossier. Mais aussi, tout l'enjeu entourant  
13 la capacité de décarbonation des réseaux autonomes  
14 pour nous est un sujet important et majeur pour le  
15 ROÉÉ.

16 Je vais ensuite passer la parole à monsieur  
17 Finet, qui va vous parler des conclusions liées à  
18 l'efficacité énergétique dans le ROÉÉ, mais et  
19 aussi d'Hilo. En fait, pour nous il y a des enjeux  
20 importants dans ces deux dossiers-là, qui sont  
21 évidemment de l'ordre de l'efficacité énergétique  
22 et de la baisse ou de l'utilisation de  
23 l'électricité en puissance.

24 Donc, si on allait à la prochaine  
25 diapositive, s'il vous plaît. Je vous remercie.

1           Donc, bien ici c'est un petit rappel rapide, là,  
2           lors de nos premiers mémoires sur la prévision de  
3           la demande. Évidemment, c'était avant qu'on ait,  
4           disons, toute la connaissance entourant les enjeux  
5           liés à la COVID, le ROÉÉ avait présenté des  
6           inquiétudes ou des incertitudes quant à la  
7           pertinence de certains effets de la COVID sur les  
8           prévisions de la demande et sur la demande réelle  
9           en énergie aux dix (10) ans.

10                   En fait, on se rappelle, et vous pouvez le  
11           voir dans notre mémoire, notamment, qu'on a sorti  
12           certains graphiques qui démontrent comment on avait  
13           prévu les ventes en électricité et quelles ont été  
14           les ventes réelles suite à la crise de deux mille  
15           huit (2008).

16                   Évidemment, on n'est pas dans le même type  
17           de crise, et je pense que les témoins  
18           d'Hydro-Québec l'ont aussi mentionné, ceci dit, le  
19           ROÉÉ est d'avis qu'il y a de fortes chances que  
20           dans les prochaines années, il y ait des  
21           modifications, notamment en appel en puissance,  
22           liées au télétravail et aux horaires de pointes. Et  
23           aussi, évidemment, éventuellement, sur le  
24           transport, notamment avec les recharges  
25           électriques.

1                   Donc, évidemment, on avait une  
2                   recommandation initiale qui était de tenir compte  
3                   du scénario de référence privilégié par HQ dans sa  
4                   demande. Or, maintenant qu'on a vu le plan  
5                   d'avancement de deux mille vingt (2020), on est  
6                   satisfait avec la prévision de la demande, telle  
7                   qu'elle est présentée en réseaux intégrés pour  
8                   l'instant.

9                   Ceci étant dit, c'est plus sur l'aspect à  
10                  court terme. Et vous le verrez, là, à plus long  
11                  terme, un peu à partir de deux mille vingt-six  
12                  (2026), par exemple, le ROEÉ a des critiques par  
13                  rapport à Hilo, et même considère que Hilo pourrait  
14                  être... n'est peut-être pas légal. Ou en tout cas,  
15                  du moins, pourrait être contesté.

16                  En ce sens, le ROEÉ ne considère pas qu'il  
17                  est nécessaire d'appliquer la contribution de Hilo  
18                  dans le présent plan d'approvisionnement. On a vu,  
19                  à date, du moins jusqu'en deux mille vingt-six  
20                  (2026), la contribution de Hilo est non essentielle  
21                  par rapport au plan présenté dans l'état  
22                  d'avancement. Et donc, à ce compte-là, on demande à  
23                  la Régie de ne pas l'approuver, la contribution en  
24                  puissance de Hilo, du moins avant que l'enjeu  
25                  autour de la légalité de Hilo soit considéré et

1 soit déterminé. Et donc, pour nous il n'est pas  
2 nécessaire d'approuver cette contribution.

3 Pour la suite, je vais passer la parole à  
4 monsieur Saulnier. On va tenter d'y aller  
5 relativement rapidement, vu qu'on a quand même  
6 plusieurs diapositives.

7 M. BERNARD SAULNIER :

8 R. Bonjour, Monsieur le Régisseur. Bonjour, Mesdames  
9 les Régisseuses. En guise d'intro à cette section  
10 des réseaux autonomes, je vous dirais que l'examen  
11 du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes  
12 permet de réaliser, à chaque fois, la grande  
13 diversité des communautés qu'Hydro-Québec alimente  
14 en électricité.

15 C'est donc une invitation à réfléchir sur  
16 la planification des approvisionnements en  
17 puissance et en énergie des réseaux autonomes,  
18 puisque cet approvisionnement en électricité est  
19 marqué par une croissance du déficit d'exploitation  
20 des réseaux autonomes, qui n'a montré pas vraiment  
21 de signes de ralentissement depuis trente-cinq (35)  
22 ans et qui continue d'être dominé par des  
23 investissements de capacités thermiques fossiles  
24 croissantes, malgré l'incertitude également  
25 croissante qui se dessine pour l'avenir quant aux

1 prix des carburants sur les marchés.

2 Je pense au SPEDE, taxes carbone et  
3 équivalents, qui vont devoir être intégrés  
4 également dans le prix de ces combustions-là. Je  
5 rappelle que cent millions (100 M) de litres par  
6 année sont consommés, brûlés dans les centrales  
7 thermiques des réseaux autonomes actuellement.

8 Alors, vous pouvez relever dans le dernier  
9 suivi des investissements majeurs d'Hydro-Québec en  
10 réseaux autonomes de mai deux mille vingt et un  
11 (2021) - je pourrai fournir la référence exacte du  
12 PDF, qu'on trouve sur le site de la Régie, dans le  
13 R-9001 - qu'à Inukjuak, il y aura donc une nouvelle  
14 centrale diesel qui sera construite, pour une mise  
15 en service en deux mille vingt-quatre (2024), avec  
16 un budget prévu, connu en mai deux mille vingt et  
17 un (2021), de quarante-quatre millions (44 M).

18 À Kangiqsujuaq, il y a une nouvelle  
19 centrale diesel qui va aussi intégrer... - de un  
20 point sept mégawatt (1.7 MW), je rappelle - qui va  
21 intégrer bientôt également dix kilowatts (10 kW)  
22 d'énergie solaire, à même le bâtiment, un budget  
23 prévu de cinquante-six millions (56 M).

24 Et dans une variante d'approvisionnement,  
25 le village de La Romaine, dont le raccordement de

1 cent douze kilomètres (112 km) avait été autorisé  
2 par la Régie en avril deux mille dix-huit (2018),  
3 pour un montant de cent quatorze millions (114 M),  
4 et qui est maintenant prévu en mai deux mille vingt  
5 et un (2021), donc à deux cent vingt-huit point  
6 huit millions (228.8 M).

7 Mon commentaire initial pour situer un peu  
8 le propos de ma contribution à l'effort de  
9 réflexion du ROÉÉ sur le plan d'approvisionnement,  
10 c'est que la fiabilité a un prix, mais le temps  
11 presse d'examiner d'autres scénarios de mise en  
12 valeur des sources renouvelables locales, qui  
13 pourraient être mobilisées à moindres coûts et à  
14 services équivalents pour emprunter une expression  
15 qui a été utilisée à pas beaucoup de reprises mais  
16 par monsieur Labbé du panel d'Hydro-Québec.

17 Donc, la prévision des besoins en énergie  
18 et en puissance, en réalité, il faut toujours la  
19 situer dans le cadre du Plan d'approvisionnement  
20 qui vise et là je reprends aussi les remarques de  
21 maître Fraser, qui vise à étudier principalement  
22 l'équilibre offre-demande.

23 Maintenant, la question est de savoir  
24 qu'est-ce qui fait partie de l'équilibre offre-  
25 demande? Comment on peut agencer les technologies

1 pour obtenir un équilibre offre-demande qui soit  
2 possiblement différent de l'architecture de  
3 mouvements d'énergie plutôt unidirectionnels dans  
4 l'état des lieux actuels.

5 Alors, on parlera de la bidirectionnalité  
6 davantage. On parlera de l'intérêt d'utiliser les  
7 ressources énergétiques locales plutôt qu'importer,  
8 dans les utilisations courantes : éclairage,  
9 chauffe, industrie, transport, qui localement ont  
10 besoin d'électricité, selon les quatre critères que  
11 tout le monde connaît, donc, ceux qu'Hilo utilise  
12 pour référencer la valeur des projets ou l'intérêt  
13 des projet. Et, je resitue également une autre  
14 remarque par je crois que c'était madame Giaume qui  
15 avait dit « Il est important de comparer les pommes  
16 avec des pommes. ».

17 Elle a parlé d'oranges, mais si on parle de  
18 services équivalents il faut donc trouvé comment  
19 l'équilibre demande-production ça peut tolérer des  
20 nouvelles technologies d'énergie renouvelable et le  
21 stockage.

22 Donc, notre prochaine diapositive, Madame  
23 la Greffière, s'il vous plaît. Il est important  
24 donc de se rappeler qu'il y a quand même dans la  
25 planification des investissements des enjeux

1 d'intégration des énergies renouvelables.

2 Il faut clairement tenir compte du cycle  
3 annuel des besoins énergétiques à combler. La  
4 caractérisation des apports de sources  
5 renouvelables est importante et on peut se référer  
6 à quelque chose qu'on connaît relativement bien  
7 qu'il y a une très forte corrélation des apports  
8 éoliens et de la demande au Québec, il y a un  
9 déphasage de six mois entre la haute saison des  
10 apports hydrauliques et la demande de pointe du  
11 réseau. Donc, dans ce deuxième cas, on a  
12 heureusement des réservoirs qui permettent de les  
13 stocker, sinon, même la pluie serait possiblement  
14 intermittente comme source de production  
15 d'électricité.

16 Alors la caractérisation des modes de  
17 stockage est également très importante et  
18 aujourd'hui on trouve divers moyens utilisables du  
19 côté de la demande qui permettent de participer à  
20 des questions comme le déplacement, le report de  
21 charge, l'effacement, l'écrêtage, enfin toutes des  
22 choses dont on a parlé abondamment au cours de  
23 cette audience.

24 Mais également, servir de réserve de  
25 puissance, les réservoirs hydrauliques s'ils

1 existent bien sûr, les accumulateurs thermiques,  
2 des batteries, de l'hydrogène vert à travers des  
3 technologies de l'utilisation courante qui  
4 permettent de stocker de l'énergie, mais aussi  
5 possiblement d'en restituer au réseau de manière à  
6 contribuer à cet équilibre.

7           Donc, la flexibilité de gestion de cet  
8 équilibre repose sur une architecture  
9 bidirectionnelle qui permet une gestion temps réel  
10 des mouvements d'énergie localement et qui  
11 encourage les synergies de proximité et également à  
12 maximiser à travers une IMA.

13           Alors, c'est dans cette direction qu'on va.  
14 Je ne vais pas nécessairement vous lire tout ce qui  
15 est là, mais il y a aussi au niveau du pourcentage  
16 d'énergie rendue disponible qui est parfois rejetée  
17 par l'exploitant du réseau et ça existe aussi dans  
18 le réseau principal pour une partie de la  
19 production éolienne actuellement aussi, mais dans  
20 le cas des réseaux autonomes, beaucoup d'énergie  
21 peut être rejetée par l'exploitant du réseau en  
22 vertu de l'application de critères d'exploitation  
23 de groupes diesels.

24           J'y reviendrai un peu tard, mais ça réfère  
25 à des questions comme les règles d'exploitation du

1 niveau minimum du diesel qui en été empêchent ou  
2 spécifient en quelque sorte la capacité maximale  
3 d'énergie renouvelable acceptable par le réseau qui  
4 n'est peut-être pas... Enfin on y reviendra, mais  
5 n'est peut-être pas un critère qui donne des  
6 chances égales aux investissements de source  
7 renouvelable.

8           Donc, l'idée étant qu'il faut prioriser le  
9 carburant gratuit par rapport à la consommation de  
10 carburant fossile, alors on peut se servir  
11 d'énergie excédentaire, donc, disponible pour faire  
12 des... pour combler des besoins qu'on appellerait  
13 secondaires, ça pourrait être, par exemple, des  
14 procédés de dessalement d'eau de mer, ça pourrait  
15 être la production d'hydrogène vert, du préstockage  
16 de chaleur, le stockage thermique étant reconnu, on  
17 l'a entendu en audience, monsieur Aucoin en a parlé  
18 comme d'un moyen de gestion de puissance. Alors,  
19 prochaine diapo s'il vous plaît.

20           L'examen technico-économique, à service  
21 équivalent, de scénarios alternatifs au  
22 raccordement dans la Phase 2 du présent dossier  
23 apparaît actuellement comme une nécessité. La cible  
24 de réduction des GES aux Îles-de-la-Madeleine est  
25 de quatre-vingts pour cent (80 %) et l'analyse

1 économique d'Hydro-Québec la plus récente date d'un  
2 an, déjà, on nous parle d'un investissement de un  
3 point deux milliard (1.2 G) en incluant, bon  
4 soixante-trois millions (63 M) de ventes  
5 additionnelles, mais quand même. Un point deux  
6 milliard (1.2 G) donc actualisé sur quarante (40)  
7 ans, en dollars deux mille dix-neuf (2019).

8 Je crois que cet examen technico-économique  
9 par la Régie possède également une incidence  
10 d'acceptabilité sociale, parce que ces  
11 investissements concernent l'ensemble des abonnés  
12 d'Hydro-Québec, en termes d'impact tarifaire  
13 prescrit par la Loi.

14 Dans cette perspective, le ROÉÉ a déposé au  
15 dossier un scénario qui place la ressource éolienne  
16 de l'archipel au coeur d'une décarbonation à  
17 service équivalent, je le répète, des  
18 approvisionnements, de tout autre approvisionnement  
19 aux Îles-de-la-Madeleine. Et c'est dans les  
20 dossiers de, les documents de preuve C-ROÉÉ-0021 et  
21 23 de juillet deux mille vingt (2020).

22 Typiquement, les applications de éoliennes  
23 aux Îles-de-la-Madeleine, bon, les six mégawatts  
24 (6 MW) de la centrale des Dunes du Nord, sont de  
25 type économiseur de carburant, c'est vrai, mais

1           probablement qu'il y a, en termes de gisement  
2           éolien, possibilité de faire plus que ça, en  
3           intégrant, donc, des technologies du côté de la  
4           demande, qui sont capables d'exploiter ça au  
5           maximum.

6                        Donc, prochaine acétate, s'il vous plaît.  
7           La question de la fiabilité, la puissance garantie.  
8           On a démontré, dans notre rapport 21, C-ROÉÉ-0021,  
9           pages 10 et 11, que le critère de fiabilité  
10          applicable aux vingt-deux (22) réseaux autonomes  
11          desservis par Hydro-Québec s'établit, pour les  
12          îles-de-la-Madeleine, lorsque, par exemple, un  
13          raccordement ou toute autre source d'énergie serait  
14          indisponible pour une période indéterminée, sans  
15          l'aide d'aspect qu'on commande de puissance du côté  
16          des stockages qu'on aurait installés, s'établit en-  
17          dessous de la prévision des besoins de puissance  
18          indiqués par Hydro pour l'année deux mille vingt-  
19          six (2026).

20                      Alors, tout cela pointe vers une possible  
21          menace de la sécurité énergétique des abonnés de  
22          l'archipel, possiblement dès cette année-là.

23                      J'ai parlé tantôt, donc, dans ce type de  
24          réglementation ou de règle d'exploitation, je  
25          devrais dire, des diesels aussi, ces consignes de

1 charges minimum qui réduisent possiblement  
2 énormément le potentiel réel d'intégration de  
3 source renouvelable dans les réseaux autonomes en  
4 général. Les groupes, les groupes dédiés aux Îles-  
5 de-la-Madeleine sont opérés à cinquante pour cent  
6 (50 %) de charge minimum. Et donc, ça veut dire  
7 que, pendant l'été, six mégawatts (6 MW), c'est le  
8 maximum qui peut être pris en termes de sources  
9 renouvelables comme l'éolien.

10 Prochaine acétate s'il vous plaît.

11 J'aimerais donc rappeler le rôle que peuvent jouer  
12 les spécifications de systèmes de chauffage  
13 habilitants. Il y a deux cas qui se présentent à  
14 nous. C'est celui d'Inukjuak ou l'Office municipal  
15 d'habitation Kativik a exigé que les systèmes de  
16 chauffage soient équipés soit des biénergies, de  
17 sorte que, en cas de coupure d'alimentation ou en  
18 cas d'indisponibilité de la centrale  
19 hydroélectrique, par exemple, à Inukjuak, que les  
20 gens puissent chauffer en brûlant du carburant, ce  
21 qui va faire moins de carburant consommé à cet  
22 endroit-là que si la centrale des Îles devait les  
23 produire.

24 Aux Îles-de-la-Madeleine, bien,  
25 présentement on nous a confirmé pendant l'audience

1 que c'est des systèmes tout à l'électricité qui  
2 remplacement les systèmes biénergie parvenus en fin  
3 de vie. Et j'ai relevé assez récemment en fait  
4 l'affirmation qui a été faite à l'effet que le  
5 raccordement permettrait notamment de convertir les  
6 systèmes de chauffage à l'électricité. Et donc, on  
7 sait que le Distributeur a converti, c'est dans  
8 l'engagement numéro 6, les systèmes de chauffage de  
9 cent vingt-quatre (124) clients du réseau des îles  
10 depuis deux mille dix-neuf (2019) à la suite de  
11 l'annonce du projet de raccordement en janvier deux  
12 mille dix-huit (2018). Et que l'appui financier du  
13 Distributeur pour cette conversion est en moyenne  
14 de dix mille dollars (10 000 \$) par client.

15 Alors donc, tout cela a également des  
16 impacts sur la croissance de la charge en pointe et  
17 conduit directement à des nouveaux investissements  
18 de type centrale au charbon avec des capacités  
19 croissantes évidemment. Incidemment, au début des  
20 années quatre-vingt (80), Hydro remplaçait les  
21 plinthes chauffantes par des systèmes à eau chaude,  
22 qui étaient plus faciles à installer, des systèmes  
23 à eau chaude, donc des systèmes hydroniques.

24 Et il est donc assez surprenant de voir le  
25 positionnement adopté par Hydro-Québec en matière

1 de technologie de chauffage aux Îles alors que  
2 l'exigence de biénergie imposée par l'OMHK,  
3 l'Office municipale d'habitation de Kativik, à  
4 Inukjuak est, là, malgré qu'il y a une centrale  
5 hydraulique qui est en exploitation à proximité du  
6 village.

7 Prochaine diapo s'il vous plaît. Les  
8 recommandations du ROÉÉ en réseaux autonomes sont  
9 donc maintenues. Il s'agit de celles qu'on retrouve  
10 dans les rapports C-ROÉÉ-0016, C-ROÉÉ-0017 et y  
11 inclus les recommandations du rapport C-ROÉÉ-21 qui  
12 concerne les Îles-de-la-Madeleine, qui a été déposé  
13 donc il y a un certain temps.

14 Je crois qu'on peut passer à la prochaine  
15 diapo. Ah non! Excusez-moi! Je travaille de mon  
16 téléphone. Donc, j'ai un peu de difficulté à lire  
17 ce qui passe à l'écran. J'ai des notes ici qui me  
18 permettent de voir à peu près où est-ce qu'on en  
19 est. À peu près, comme je dis. On ajoute donc une  
20 recommandation :

21 Le ROÉÉ invite la Régie à exiger de la  
22 Société d'État qu'elle suspende sans  
23 délai son programme de remplacement  
24 vers le tout à l'électricité des  
25 systèmes de chauffage aux Îles et ce

1                    jusqu'à ce que les projets de  
2                    conversion de l'approvisionnement en  
3                    électricité des Îles-de-la-Madeleine  
4                    puissent, à service équivalent, être  
5                    prudemment pris en compte par la  
6                    Régie.

7                    Cette nouvelle recommandation du ROÉÉ vise à  
8                    garantir que... je le lis parce que c'est vraiment  
9                    important. À :

10                    Garantir que des investissements  
11                    préalables du côté de la demande pour  
12                    tout scénario de conversion vers des  
13                    sources renouvelables ou autres ne  
14                    nuiront pas à la décarbonation  
15                    diligente des réseaux autonomes et  
16                    garantiront la sécurité énergétique  
17                    des abonnés des réseaux autonomes en  
18                    cas d'indisponibilité des  
19                    approvisionnements renouvelables  
20                    planifiés par Hydro-Québec en réseaux  
21                    autonomes.

22                    Ils visent également à favoriser la mise en valeur  
23                    de la production d'électricité de sources  
24                    renouvelables locales, utilisation directe ou  
25                    différée, à travers une capacité de stockage

1 thermique qui aurait été chargée préalablement en  
2 cas de surplus de production, dans la perspective  
3 toujours d'une décarbonation massive des réseaux  
4 autonomes.

5 Lorsque le carburant est gratuit et que  
6 l'investissement est fait, la Régie l'a rappelé ans  
7 le cas d'Inukjuak dans sa décision, il fait du sens  
8 de trouver les façons de la mettre en valeur.  
9 Voilà, la prochaine diapo s'il vous plaît.

10 Nous formulons donc une nouvelle  
11 recommandation concernant Inukjuak. Elle a l'air  
12 peut-être un peu forcée, mais pourtant quand on  
13 regarde le... la courbe de puissance contractuelle  
14 horaire livrée par Inavik à Inukjuak, on remarque  
15 qu'il s'agit en fait d'un actif de production qui  
16 est exploité comme une centrale de base toute  
17 l'année. Et un peu plus de vingt-cinq pour cent  
18 (25 %) de sa production sera rachetée en deux mille  
19 trente (2030) et depuis, cette centrale ne suffit  
20 pas à répondre à la demande hivernale. Donc, je  
21 recommanderais de demander à Hydro-Québec  
22 d'examiner actuellement un scénario JED, jumelage  
23 éolien-diesel, à Inukjuak avant l'expiration du  
24 contrat entre le fournisseur et Hydro-Québec.  
25 Enfin, dès que possible parce qu'il y a encore des

1 économies de carburant à faire avec Inukjuak  
2 pendant l'hiver si la mobilisation d'une centrale  
3 ou d'une éolienne pourrait s'ajouter et se jumeler  
4 à la production de la centrale à Inukjuak.

5 Je termine avec une dernière diapo. Donc,  
6 le déficit d'exploitation est en croissance  
7 continue dans les réseaux autonomes. L'historique  
8 des RA permet de documenter en fait ce que... je  
9 vais vous laisser le lire parce qu'il me semble que  
10 j'ai une version antérieure dans mes notes. Mais  
11 donc, croissance continue des investissements en  
12 capacité de production thermique d'Hydro-Québec en  
13 réseaux autonomes. Ça, c'est documenté. Une  
14 croissance conséquente donc du déficit  
15 d'exploitation, le dernier que j'ai suivi  
16 c'était... maître Champigny nous l'a rappelé dans  
17 mon... ma présentation, lors d'un plan  
18 d'approvisionnement antérieur, où j'avais fait un  
19 rapport sur le balisage de différents projets,  
20 perspectives, recommandations, principes de... et  
21 qui montraient que le déficit des réseaux autonomes  
22 était...était en croissance, il était pas loin de  
23 deux cent millions (220 M) prévu en deux mille onze  
24 (2011) à l'époque. Donc, c'est les prix qu'il faut  
25 modifier.

1                   Il faut penser que la rigidité des critères  
2 de fiabilité et d'exploitation des équipements de  
3 production en RA continue de miner l'intégration  
4 diligente de filières technologique commerciales  
5 compétitives en RA, tant du côté de l'offre que de  
6 la demande. Cette rigidité persistante provoque des  
7 dérives tarifaires, oui, qui sont contre-  
8 productives, bien sûr, alors même que les réseaux  
9 autonomes représentent un territoire idéal pour le  
10 déploiement de scénarios contemporains de  
11 décarbonation massive des approvisionnements  
12 énergétiques.

13                   Est-ce qu'il me reste... En fait, une  
14 minute encore s'il vous plaît, Monsieur le  
15 Président. En fait, le Plan d'appro en RA reste le  
16 seul domaine de juridiction de la Régie où se  
17 trouvent réunies toutes les caractéristiques des  
18 ressources depuis la production jusqu'à  
19 l'utilisation de l'électricité. Le projet de  
20 décarbonation des Îles-de-la-Madeleine interpelle  
21 donc la capacité et le savoir-faire du Québec à  
22 développer une vision moderne de l'équilibre offre-  
23 demande du secteur de l'énergie et de  
24 l'électricité. De cet exercice sortira ou non un  
25 projet énergétique qui sera à l'image des réelles

1 ambitions de la société québécoise à réorganiser  
2 son imaginaire énergétique dans la direction  
3 d'investissements de décarbonation responsable au  
4 plan de la lutte aux changements climatiques.

5 La fiabilité d'approvisionnement ne peut  
6 plus se décliner dans la croissance continue de  
7 capacités fermes de production au diesel et les  
8 centrales des RA sont précisément l'illustration de  
9 l'application rigide de critères de fiabilité  
10 d'exploitation qui bloquent la mise en oeuvre de  
11 sources renouvelables de proximité, dont le  
12 carburant est gratuit et ne produit pas de GES.

13 Alors, je termine en formulant un espoir,  
14 c'est que la phase 2 représente, à cet égard, une  
15 occasion privilégiée pour les intervenants, de  
16 discuter, à l'intérieur du cadre réglementaire de  
17 la Régie, de la prudence, de la rigueur et de  
18 l'imagination qui détermineront la vision de  
19 l'effort de décarbonation à entreprendre dans les  
20 réseaux autonomes.

21 Il s'agit, en réseaux autonomes,  
22 d'exploiter au maximum, fiablement et à moindre  
23 coût, les caractéristiques complémentaires de  
24 toutes les options commerciales et technologies de  
25 production, de stockage et d'utilisation de

1 l'énergie, qui participent à l'équilibre offre-  
2 demande du plan d'appro, réglementé par la Régie.

3 Ça inclut... je n'ai pas parlé des... du  
4 transport de l'industrie. Dans tous les réseaux  
5 autonomes, il y a différents besoins énergétiques  
6 et ils peuvent également, à travers des stockages  
7 qu'ils peuvent contrôler ou... contribuer à  
8 l'approvisionnement et à l'équilibre offre-demande.

9 Alors, l'examen du projet de décarbonation  
10 de l'archipel des Îles est, à mon humble avis,  
11 emblématique de la vision du projet de société qui  
12 reste à élaborer pour entreprendre la décarbonation  
13 diligente de tout le Québec. Merci. Monsieur  
14 Schepper?

15 M. JEAN-PIERRE FINET :

16 R. Bonjour. Vous m'entendez bien? Oui?

17 LE PRÉSIDENT :

18 Q. [89] Oui, très bien.

19 R. Parfait, merci. S'il y a quelque chose, n'hésitez  
20 pas à me... m'interrompre, je vais m'ajuster. C'est  
21 mon ordinateur de secours.

22 Donc, c'est ça, moi, je vais passer sur  
23 deux sujets en particulier. Donc, l'efficacité  
24 énergétique en premier, puis ensuite Hilo. On va  
25 essayer d'y aller rondement.

1                   Donc, côté efficacité énergétique, bien,  
2 j'ai séparé ça entre économie d'énergie et gestion  
3 de la demande en puissance.

4                   En ce qui a à trait aux économies  
5 d'énergie, donc Hydro-Québec prend en compte les  
6 économies d'énergie brutes, je dirais, directement  
7 dans sa prévision des besoins. Quand je dis  
8 « brutes », bien, ça inclut les économies d'énergie  
9 générées par les programmes d'Hydro-Québec, les  
10 économies d'énergie générées par des tiers et les  
11 économies d'énergie tendanciennes qui résultent,  
12 entre autres, de l'évolution de la réglementation  
13 et de l'évolution technologique.

14                   Donc, ce qui rend l'effort net d'Hydro-  
15 Québec difficile à apprécier, tout ça est camouflé  
16 dans la prise en compte des besoins... dans la  
17 prévision des besoins. Et donc, si on inscrirait de  
18 façon séparée les cibles d'énergie... d'économie  
19 d'énergie au bilan en énergie, bien, ça  
20 améliorerait la transparence de l'exercice et ça  
21 permettrait d'apprécier mieux l'effort en  
22 efficacité énergétique, qui est propre à Hydro-  
23 Québec.

24                   Donc, nous, on recommande de faire comme  
25 c'était... de ramener ça comme avant deux mille

1 douze (2012), c'est-à-dire qu'Hydro-Québec intègre  
2 la contribution des énergies... des économies  
3 d'énergie au bilan en énergie. Donc, c'est ça,  
4 comme c'était fait auparavant.

5 Prochaine diapo, merci. Donc, c'est ça.  
6 Nous, on a calculé approximativement la cible  
7 initiale d'Hydro-Québec en économie d'énergie,  
8 correspondant à environ vingt-cinq pour cent (25 %)   
9 de ses ventes annuelles. Maintenant, avec l'État  
10 d'avancement, où Hydro-Québec a décidé d'augmenter  
11 un peu... ils disent « doubler les économies  
12 d'énergie », mais ce n'est pas tout à fait ça, là.  
13 Donc, on arriverait à environ point quatre pour  
14 cent (0,4 %) des ventes annuelles. Et encore là, ça  
15 incorpore encore les effets tendanciels puis les  
16 résultats des autres programmes.

17 Ma collègue du CQ3E a relevé, avec  
18 justesse, aussi, ce qu'on avait aussi relevé dans  
19 notre preuve, que le bulletin canadien des  
20 politiques provinciales en matière d'efficacité  
21 énergétique avait... finalement, avait... Bon, ils  
22 ont fait un genre de bulletin d'efficacité  
23 énergétique. Et finalement, le... Globalement, au  
24 Canada, le Québec arrive deuxième derrière la  
25 Colombie-Britannique et c'est souligné par le

1 rapport. C'est que c'est la faiblesse des économies  
2 d'électricité dans les bâtiments du Québec qui font  
3 en sorte qu'on arrive deuxième finalement.

4 Madame Gauthier disait qu'on arrivait  
5 justement... - du CQ3E, là - que le Québec arrivait  
6 huitième sur dix (10) au Canada dans les dix (10)  
7 juridictions étudiées. Bien donc, c'est ça, c'est  
8 un peu ce qui explique pourquoi finalement... Donc,  
9 c'est un peu... C'est ça, ça dénote un peu la  
10 faiblesse de nos économies, puis à comparer avec la  
11 cible initiale d'Hydro-Québec, bien on est deux  
12 fois moins ambitieux que la Colombie-Britannique en  
13 matière d'économie d'énergie.

14 Pour la suivante s'il vous plaît. En termes  
15 de coût du kilowattheure économisé, j'ai eu des  
16 échanges avec Hydro-Québec il y a une couple  
17 d'années pour savoir combien coûte pour  
18 Hydro-Québec un kilowattheure (1 kWh) économisé  
19 simplement en frais de gestion au programme puis en  
20 rabais ou en incitatifs en aide financière sur la  
21 durée de vie utile des économies d'énergie.

22 Et donc, finalement, ce qu'on m'a dit c'est  
23 que ça coûte un point cinq sous du kilowattheure  
24 (1,5 ¢/kWh) à Hydro-Québec pour générer un  
25 kilowattheure (1 kWh) d'économie d'énergie.

1                   Cependant, Hydro-Québec afflige un facteur  
2 de pertes de revenus justement parce  
3 qu'Hydro-Québec c'est un vendeur d'électricité,  
4 d'abord et avant tout, et donc... et quand on  
5 impute ce facteur de pertes de revenus là, bien on  
6 arrive avec un coût d'économie d'énergie qui gonfle  
7 à pratiquement dix sous du kilowattheure (10 ¢/KWh)  
8 économisé, puis si on tient compte des coûts  
9 évités, bien ce n'est pas... c'est environ la même  
10 chose.

11                   Je veux simplement faire remarquer que les  
12 pertes de revenus ne sont pas pris en compte  
13 lorsque les économies d'énergie sont réalisées par  
14 un tiers, genre TEQ, et non plus lorsque c'est des  
15 économies tendanciennes. Et moi, je pense que la  
16 Régie doit se questionner, à savoir : est-ce que  
17 c'est toujours pertinent de tenir compte des pertes  
18 de revenus dans un scénario où on favorise une  
19 transition énergétique...

20                   Il y a d'autres intervenants qui ont référé  
21 justement au fait qu'on va avoir besoin de cent  
22 vingt-cinq à cent quatre-vingts térawattheures  
23 (125 TWh - 180 TWh) d'énergie au cours des  
24 prochaines années pour faire la décarbonation du  
25 Québec. On n'est plus dans une période de surplus

1 où même à la limite l'eau passait par-dessus les  
2 barrages, là.

3 Moi, je pense que ça dénote pratiquement un  
4 conflit d'intérêts entre le vendeur puis  
5 l'économiseur d'électricité, là. Et donc, moi je  
6 pense qu'on doit se demander socialement : est-ce  
7 que c'est encore valable de pénaliser les économies  
8 d'énergie dans le contexte actuel?

9 Prochaine diapo s'il vous plaît. Le  
10 potentiel technico-économique d'économie d'énergie,  
11 justement, il a été fait il y a dix (10) ans et je  
12 suis d'accord aussi avec ma collègue du CQ3E,  
13 madame Gauthier, qui disait que ça devrait être  
14 plus fréquent. Justement, là, la mise à jour va  
15 être attendu... La mise à jour de cette étude-là  
16 est attendue dans quelques semaines. Donc, ça ne  
17 sera pas vraiment en temps utile, malgré que la  
18 Régie pourra toujours y référer.

19 Mais donc, c'est ça, la dernière fois, le  
20 potentiel totalisait environ trente térawattheures  
21 (30 TWh) en deux mille onze (2011), ce qui  
22 représentait environ quinze pour cent (15 %) des  
23 besoins. Sur cette période-là, on aura finalement  
24 réussi à aller chercher seulement que le quart  
25 (1/4) de ce potentiel rentable là d'économie

1 d'énergie. Puis je parle, là, de la rentabilité sur  
2 le point de vue d'Hydro-Québec, la rentabilité peut  
3 être aussi encore plus grande pour la clientèle.

4 Et ça, ce potentiel technico-économique là  
5 d'économie d'énergie ne tient pas compte du  
6 potentiel d'économie d'énergie qui est relié à la  
7 conversion du gaz naturel vers l'électricité. Il y  
8 a une étude qui a été réalisée par le HEC qui dit  
9 que si on faisait une conversion des volumes du gaz  
10 naturel vers l'électricité avec une efficacité de  
11 base, on aurait quand même des gains d'efficacité  
12 de quinze pour cent (15 %).

13 Cependant, comme en parlait encore ma  
14 collègue du CQ3E, si on faisait une conversion  
15 efficace, bien là, on atteindrait des niveaux  
16 d'efficacité de quarante-cinq pour cent (45 %).

17 Ça vaut la peine de le souligner, puis ça  
18 vaut la peine aussi de souligner qu'à l'époque  
19 quand Hydro-Québec vous avait déposé une de  
20 programme de conversion du mazout vers  
21 l'électricité, ils voulaient le faire en deux  
22 temps. Ils voulaient dire : « Bien, regarde, on va  
23 commencer par faire une conversion, puis on va  
24 baser l'aide financière sur la conversion  
25 inefficace puis ensuite ils pourront participer

1 dans nos programmes d'efficacité énergétique. »

2 Bien, ce n'est pas logique dans la mesure  
3 où quand on change des équipements, bien on le  
4 change une fois, puis on ne le change pas pour le  
5 rechanger par après pour installer des thermopompes  
6 à haut rendement, là. Donc, il faudrait que ça  
7 fasse... Et il y a moyen de développer un calcul  
8 d'aide financière qui va tenir compte à la fois,  
9 là, de la conversion et de l'efficacité.

10 Et donc, c'est pour ça que nous on  
11 recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec de  
12 réviser son Plan d'approvisionnement, de sorte à  
13 prioriser l'exploitation du plein potentiel  
14 d'économie d'énergie, y incluant les conversions à  
15 venir. Prochaine diapo, s'il vous plaît.

16 En termes de gestion de la demande en  
17 puissance. Sur la période du Plan, la cible va  
18 passer de trois pour cent (3 %) à six pour cent  
19 (6 %) des besoins à la pointe. Ce qui est bien,  
20 mais ce qui ne tient pas compte, entre autres, de  
21 la décarbonation, ni de la contribution attendue,  
22 entre guillemets, là, d'Hilo dans le secteur  
23 Affaires. Ça devrait...

24 D'ailleurs, nous on a dit, dans la mesure  
25 où la Régie approuvait Hilo, la contribution

1 d'Hilo, bien il faudrait exclure la contribution en  
2 puissance des effacements sous la barre des deux  
3 cents kilowatts (200 kW) dans le programme GDP  
4 Affaires tel que nous l'avons recommandé dans 4041  
5 Phase 2, parce que justement ces effacements-là  
6 étaient justement l'objet d'agrégations sous le  
7 programme GDP Affaires, par d'autres des membres du  
8 CQ3E existants, et maintenant, ils ne peuvent plus  
9 contribuer cette puissance-là.

10 Et Hilo, ça fait partie justement de ces  
11 visées et donc, ils vont arriver avec une solution  
12 clé en main et donc, c'est ça, ça représente  
13 soixante-quinze pour cent (75 %) des participants  
14 dans GDP Affaires et vingt-deux pour cent (22 %) de  
15 l'effacement total. Donc, dépendamment de si la  
16 Régie approuve ou non la contribution de Hilo, bien  
17 va falloir quand même déduire... Si on approuve la  
18 contribution de Hilo, bien il faudrait déduire un  
19 peu, là, la contribution en puissance de GDP  
20 Affaires.

21 Mais nonobstant ça, donc, la cible demeure  
22 insuffisante. Et vous allez voir pourquoi, là, le  
23 potentiel est plus grand encore que ça. Et donc,  
24 justement, en termes de potentiel  
25 technico-économique, Hydro-Québec a déposé une mise

1 à jour de son potentiel technico-économique de  
2 gestion de la demande en puissance et celui-ci est  
3 basé uniquement sur le coût évité de la fourniture  
4 en puissance.

5 Le potentiel technique - il est beaucoup  
6 plus grand, là - pourrait s'appliquer entre autres  
7 dans l'agrégation puis le contrôle des charges,  
8 parce que dans ce cas-là, on tient compte, à cause  
9 du contrôle justement, on tient compte de la  
10 valorisation des coûts évités en transport et en  
11 distribution.

12 Donc, tout ça... Aussi, si je peux vous  
13 dire ça autrement, finalement. Hilo ou l'Agrégateur  
14 de charges pourrait valoriser toute mesure de  
15 gestion de la demande en puissance en fonction de  
16 ces coûts-là et non pas en fonction juste...  
17 simplement du potentiel... du coût évité en  
18 fournitures. Prochaine diapo, s'il vous plaît.

19 Donc, en parlant de... Nous, le ROÉÉ,  
20 on a posé beaucoup de questions à Hydro-Québec sur  
21 les chauffe-eau, sur les chauffe-eau  
22 anti-légionels, entre autres, c'est un dossier qui  
23 nous tient à coeur. Lors du précédent Plan  
24 d'approvisionnement, on avait souligné justement la  
25 problématique de la légionelle et la perte de

1           potentiel énorme de gestion de la demande en  
2           puissance dans le marché des chauffe-eau existants  
3           et on disait justement qu'il y avait au moins  
4           trente pour cent (30 %) des chauffe-eau, selon  
5           l'INSPQ, qui sont contaminés à la bactérie la  
6           légionelle, donc, qui fait en sorte qu'on peut  
7           développer la maladie, la légionellose.

8                       C'est par manque de temps qu'on n'a pas  
9           déposé une preuve complète sur ce sujet-là, et  
10          aussi parce qu'on savait que nos collègues du  
11          RNCREQ s'y intéressaient puis qu'on ne pouvait pas  
12          tout faire et que Hilo a demandé beaucoup de nos  
13          énergies aussi.

14                      Mais tout ça pour vous dire que c'est un  
15          sujet qui nous intéresse et on voulait vous  
16          démontrer, là, qu'entre autres le potentiel  
17          technico-économique des chauffe-eau dans le marché  
18          existant serait de trente mégawatts (30 MW), tandis  
19          que le potentiel technique serait de sept cent un  
20          mégawatts (701 MW), là.

21                      Donc, si on y allait de façon... en mode  
22          contrôle et agrégation des charges, bien quant à  
23          moi, c'est ce potentiel-là qui devrait s'appliquer  
24          davantage que le potentiel technico-économique.

25                      Hydro-Québec nous disait, depuis le dernier

1 Plan d'appro, qu'ils développaient un critère  
2 anti-légionel, sans dire que ça s'appliquerait  
3 seulement au marché de remplacement. Et donc, le  
4 dossier nous a permis justement de confirmer  
5 qu'Hydro-Québec ne vise absolument pas le marché  
6 existant, mais strictement le marché de  
7 remplacement, donc néglige une énorme partie du  
8 potentiel de gestion de la demande en puissance  
9 avec les chauffe-eau dans le parc existant.  
10 Prochaine diapo s'il vous plaît.

11           Donc, c'est ça. Hydro-Québec a répondu dans  
12 une demande de renseignements qu'il ne voulait pas  
13 canibaliser le marché de remplacement d'Hilo en  
14 promouvant une solution applicable au marché  
15 existant dans ses activités réglementées. Quant à  
16 moi, ça devrait être exactement le contraire, là,  
17 je ne vois pas pourquoi Hilo a préséance sur les  
18 activités réglementées du Distributeur. Et d'autant  
19 plus qu'il y a une problématique de santé publique  
20 là, ici, là. Ce n'est pas juste un enjeu  
21 commercial, là, il y a santé publique et de gestion  
22 de la demande en puissance aussi, là, dans le parc  
23 de chauffe-eau existant.

24           Et donc... et on a vu justement qu'il y a  
25 des solutions qui sont éprouvées et disponibles

1 pour le parc de chauffe-eau existant. Donc nous, on  
2 vous recommande de demander à Hydro-Québec de  
3 collaborer avec les forces du marché pour faire  
4 approuver et mettre en oeuvre une solution  
5 technologique pour le parc de chauffe-eau  
6 existant. Prochaine diapo s'il vous plaît.

7 Un mot seulement sur le lancement d'appel  
8 d'offres à long terme. Nous, on croit qu'il peut  
9 être retardé si les cibles d'économie d'énergie et  
10 de gestion de la demande en puissance étaient  
11 haussées. Et s'il devait y avoir un appel d'offres,  
12 bien on a regardé ce que la... à notre  
13 connaissance, la dernière grille d'analyse ne  
14 reflète pas nécessairement la pondération qui  
15 devrait être représentative de l'article 5 de la  
16 Loi sur la Régie de l'énergie.

17 En ce moment, il y a une emphase économique  
18 que nous on considère disproportionnée et on vous  
19 recommanderait de demander à Hydro-Québec de  
20 réviser cette grille-là d'analyse afin de faciliter  
21 le dépôt de projets d'efficacité énergétique.

22 Et là, par exemple... Donc justement, là,  
23 le développement durable, on parle d'aspects  
24 économique, social et environnemental. Bien,  
25 social; l'acceptabilité sociale aussi c'est un des

1 critères. Et moi je pense que l'économie d'énergie  
2 et la gestion de la demande en puissance sur  
3 l'aspect d'acceptabilité sociale a un avantage qui  
4 en ce moment est négligé, là, dans la grille  
5 d'analyse. Prochaine diapo s'il vous plaît.

6 Là, on commence sur Hilo. Donc, commentaire  
7 préliminaire. Nous, on est très en faveur de  
8 l'agrégation et du contrôle des charges. On pense  
9 que c'est... ça fait partie des moyens de  
10 distribution à la disposition d'Hydro-Québec pour  
11 améliorer, je dirais même, le facteur d'utilisation  
12 du réseau d'Hydro-Québec.

13 Cependant, la position d'Hydro-Québec c'est  
14 que s'il présente Hilo et, donc, l'agrégation des  
15 charges avec... sous une filiale qui serait  
16 supposément non réglementée, et prétend aussi que  
17 c'est un approvisionnement qui est non assujetti  
18 par l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de  
19 l'énergie et base son prix sur les coûts évités en  
20 fourniture, transport et en distribution.

21 Donc, la position juridique du ROÉÉ va être  
22 détaillée, là, et complétée en plaidoirie, mais  
23 j'en ai fait quand même une certaine analyse d'un  
24 non-avocat, là, une perspective d'analyste, là, des  
25 enjeux que tout cela sous-tend. Prochaine diapo

1 s'il vous plaît.

2           Donc, trois questions. Est-ce que  
3 l'agrégation des charges est une activité  
4 réglementée ou non réglementée? Est-ce que  
5 l'agrégation des charges représente un  
6 approvisionnement en électricité au sens de la Loi  
7 sur la Régie de l'énergie? Et quelle est la valeur  
8 monétaire et stratégique de l'agrégation des  
9 charges pour Hydro-Québec? Non seulement, là,  
10 parler de prix, là, mais c'est quoi la valeur de  
11 l'agrégation des charges? Prochaine diapo s'il vous  
12 plaît.

13           Donc, la nature réglementaire de  
14 l'activité. Hydro-Québec dit dans son  
15 interprétation de l'article 2 de la Loi sur la  
16 Régie de l'énergie que :

17                   En aval du compteur et donc  
18                   traditionnellement à l'extérieur des  
19                   limites du périmètre des activités  
20                   réglementées - donc où se situe cette  
21                   activité-là...

22 Et que :

23                   [...] la vente et l'installation de  
24                   thermostats intelligents telles que  
25                   réalisées par Hilo pourraient être

1                    considérées comme ne constituant pas  
2                    une activité réglementée selon une  
3                    interprétation littérale de cet  
4                    article.

5                    Prochaine diapo s'il vous plaît.

6                    Le ROÉÉ, nous, on croit qu'Hydro-Québec  
7                    confond le cadre réglementaire qui régit  
8                    l'agrégation des charges avec celui qui régit le  
9                    développement d'une infrastructure technologique en  
10                    aval du compteur.

11                    Donc, la vente et l'installation des  
12                    thermostats intelligents ne constituent pas ici  
13                    l'activité première de l'agrégation... de  
14                    l'organisation, mais elle est plutôt la condition  
15                    nécessaire au contrôle des charges.

16                    La vente et la location de chauffe-eau par  
17                    HydroSolution, par exemple, à l'époque, étaient des  
18                    activités non réglementées. Donc, si Hydro-Québec  
19                    voulait vendre des thermostats puis les installer,  
20                    ça pourrait être ne pas être réglementé.

21                    La vente de puissance à Hydro-Québec, par  
22                    exemple, ça, ça représente l'activité principale de  
23                    Hilo et elle est, à notre avis, réglementée.

24                    Prochaine diapo, s'il vous plaît. Donc, on  
25                    a fait une petite recherche pour voir s'il n'y

1 avait pas des définitions, justement, de ce qui est  
2 réglementé et non réglementé. Et on a trouvé dans  
3 une vieille cause, dans 34... en deux mille deux  
4 (2002). Donc, c'est ça, une définition de ce qui  
5 était les activités réglementées et non  
6 réglementées. Et donc, on dit :

7 Une activité...

8 Bien, je ne sais pas si je devrais la reprendre au  
9 complet, là, mais...

10 ... ou un centre de coût est  
11 réglementé lorsque les ressources y  
12 étant associées sont essentiellement  
13 requises par la prestation du service  
14 du Distributeur. À l'inverse, une  
15 activité est considérée comme non  
16 réglementée lorsque les ressources  
17 [différentes] ne sont pas  
18 essentiellement contributives à la  
19 prestation du service du Distributeur  
20 et que l'activité pourrait être  
21 abandonnée sans égard à la fourniture  
22 et la qualité de l'alimentation  
23 électrique et des services à la  
24 clientèle.

25 Le procureur de la Régie, aussi, a posé cette

1 question-là à Hydro-Québec, donc, justement, et  
2 qui... Et donc, c'est ça, Hydro-Québec, en réponse  
3 à la question, je pense, c'est 6.1 de la DDR numéro  
4 3 de la Régie, acquiesçait comme quoi, finalement,  
5 ça correspondait à la définition d'une activité  
6 réglementée, mais que eux étaient d'avis que ça  
7 pourrait être avantageux que ça ne le soit pas.

8           Donc, selon nous, les ressources associées  
9 à la gestion de la demande en puissance, via  
10 l'agrégation des charges électriques chez la  
11 clientèle d'Hydro-Québec, sont essentiellement  
12 requises par la prestation du service d'Hydro-  
13 Québec. Il s'agit donc d'une activité réglementée.

14           On a... Donc, c'est ça, l'installation et  
15 la vente de thermostats, tout comme la vente et la  
16 location de chauffe-eau, ne sont pas  
17 essentiellement contributives à la prestation de  
18 service d'Hydro-Québec. Donc, elles pourraient être  
19 abandonnées, sans égard à la fourniture et la  
20 qualité de l'alimentation électrique des services à  
21 la clientèle.

22           L'éventuelle location de chauffe-eau anti-  
23 légionelle par Hilo, aussi, pourrait ne pas être  
24 réglementée. Toutefois, l'agrégation de ces  
25 mêmes... des charges de ces mêmes chauffe-eau

1 relève bel et bien du domaine réglementé.

2 Prochaine diapo, s'il vous plaît. Donc,  
3 c'est ça, dans le guide d'identification des  
4 activités non réglementées, Hydro-Québec ajoute  
5 aussi que toutes les activités de construction et  
6 d'exploitation des réseaux de transport ou de  
7 distribution d'électricité, ainsi que toutes les  
8 activités relatives à l'acheminement de  
9 l'électricité aux consommateurs, et toutes les  
10 activités réalisées à partir de la consommation,  
11 jusqu'à la facturation de cette consommation,  
12 aussi, font partie des activités réglementées.  
13 Donc, ça vient encore nous conforter davantage.

14 Prochaine diapo, s'il vous plaît. Donc, le  
15 problème aussi avec Hilo, et le fait que ce serait  
16 supposément non réglementé, c'est l'utilisation  
17 d'actifs réglementés. Donc, ça nous apparaît  
18 incompatible avec la prestation d'un service qui  
19 serait non réglementé.

20 L'agrégation des charges que pratiquerait  
21 Hilo serait, de l'aveu d'Hydro-Québec aussi, en  
22 réponse à une de nos questions, impossible à  
23 réaliser sans recours aux compteurs communicants  
24 chez la clientèle.

25 La perspective de bonification du projet de

1 lecture à distance faisait aussi partie des  
2 bénéfices attendus au profit de la clientèle.  
3 D'ailleurs, le procureur de la Régie, aussi, a  
4 relevé ça en contre-interrogatoire auprès du panel  
5 d'Hydro-Québec. Et donc, c'était des bénéfices  
6 auxquels la clientèle devait... s'attendait, là,  
7 des bénéfices futurs... la gestion de la demande en  
8 puissance. Et je dirais même, pourquoi pas, le  
9 contrôle de reprise après panne, là, t'sais...  
10 pourquoi ça n'en serait pas un bénéfice  
11 additionnel.

12 Vous savez, idem, aussi, pour la  
13 technologie anti-légionelle pour les chauffe-eau  
14 qui a été développée par l'IREQ, là, par Hydro-  
15 Québec, dans le cadre de ses activités  
16 réglementées.

17 Là, on l'a cédée à Hilo pour combien? On ne  
18 sait pas, mais c'est un actif réglementé à mon avis  
19 quand même, parce que ça a été développé à  
20 l'interne dans le cadre des activités réglementées.

21 Prochaine diapo s'il vous plaît. Donc,  
22 c'est ça. Maintenant, en ce qui a trait à l'article  
23 74.1 de la LRÉ, selon Hydro-Québec, ça ne serait  
24 pas soumis à cet article-là, puisque ça vise une  
25 économie dans l'utilisation des ressources

1 énergétiques présentement disponibles chez la  
2 clientèle.

3 Autrement dit, ce n'est pas de la nouvelle  
4 puissance et Hydro-Québec réfère au paragraphe 173  
5 de la décision sur GDP Affaires donc qui dit que :

6 De plus, aux fins de son  
7 interprétation, la Régie juge  
8 déterminant le fait que le Programme  
9 soit, d'une part, un produit de  
10 puissance résultant de l'effacement ou  
11 de l'interruption à la pointe des  
12 participants et, d'autre part, qu'il  
13 soit extrait des ressources déjà  
14 disponibles. Cette dernière  
15 caractéristique suffit pour justifier  
16 l'exemption du Programme de la  
17 procédure d'appel d'offres visant  
18 l'acquisition de nouvelles ressources  
19 afin de fournir la puissance requise  
20 pour combler les besoins dans les  
21 marchés québécois.

22 Prochaine diapo s'il vous plaît. Selon nous, Hydro-  
23 Québec fait une lecture erronée du paragraphe 173  
24 de cette décision-là D-2019-164 qui devrait être  
25 lue en fonction entre autres du paragraphe 171 qui

1 dit :

2 En effet, d'une part, en toute  
3 cohérence avec les principes  
4 réglementaires qu'elle a énoncés au  
5 fil des différents dossiers, la Régie  
6 est notamment d'avis que les  
7 participants au programme ne peuvent  
8 être assimilés à des fournisseurs  
9 d'électricité au sens de la loi. Elle  
10 juge également que le programme ne  
11 peut être considéré comme un contrat  
12 d'approvisionnement au sens de la loi.

13 Tout à fait, les participants, mais là on parle de  
14 participants et on ne parle pas d'agrégateurs. Un  
15 participant ne peut pas être considéré comme un  
16 fournisseur au sens de l'article 74.1, puis je suis  
17 d'accord, mais un agrégateur c'est une autre chose.

18 Prochaine diapo s'il vous plaît. Donc,  
19 selon Hydro-Québec, il y a une existence de  
20 précédents où Hydro-Québec a imparti la gestion et  
21 la commercialisation d'un programme en efficacité  
22 énergétique et c'est vrai.

23 Pour donner l'exemple, puis une citation  
24 d'Hydro-Québec, pour gérer l'ensemble du programme  
25 Bâtiment, Hydro-Québec a lancé un appel d'offres

1 public et a retenu la société SNC Lavalin comme  
2 mandataire du programme pour le programme de  
3 Bâtiment d'Hydro-Québec à l'époque.

4           Donc, nous, à notre connaissance,  
5 l'impartition et la gestion de la commercialisation  
6 de programmes d'efficacité énergétique n'a jamais  
7 fait l'objet de contrats de gré à gré et ça a  
8 toujours fonctionné par appel d'offres. Et je fais  
9 juste une parenthèse ici, parce qu'avant de démêler  
10 tout ça, j'ai commencé par regarder la Loi sur  
11 l'octroi des contrats publics, puis je me  
12 demandais : Bien, si c'est un service, ça doit être  
13 assujetti à cette loi-là, puis sinon, si c'est  
14 l'approvisionnement, bien ça doit être assujetti à  
15 74.1.

16           Donc, c'est ça et la Loi sur les contrats  
17 d'organismes publics à laquelle Hydro-Québec n'est  
18 pas assujettie directement, mais qui quand même  
19 réfère au fait qu'ils doivent avoir des politiques  
20 d'approvisionnement conséquentes donc fait en sorte  
21 qu'au-dessus d'un certain montant, ils doivent  
22 aller en appel d'offres. Je ne sais pas si c'est  
23 cent mille dollars (100 000 \$). Il me semble peut-  
24 être vingt mille (20 000 \$) ou cent mille dollars  
25 (100 000 \$).

1                   Prochaine diapo s'il vous plaît, puis on  
2 achève. Donc, c'est ça. Il y a des enjeux  
3 juridiques et réglementaires à traiter afin de  
4 déterminer la nature, la légalité et le traitement  
5 réglementaire du recours à Hilo et il y a la  
6 nécessité de valider la conformité de l'impartition  
7 d'une activité réglementée au Québec en fonction de  
8 l'article 29 de la Loi sur Hydro-Québec qui elle  
9 prévoit qu'Hydro-Québec peut créer des filiales  
10 pour commercialiser les connaissances qu'elle a  
11 acquise dans les domaines entre autres de transport  
12 et distribution d'électricité hors Québec.

13                   Et donc, il faudrait tenir compte de  
14 l'interprétation de cette loi-là en conformité  
15 aussi avec les articles 1, 2, 5, 31 à 60, 62 et 72  
16 de la LRÉ que nos procureurs vont tout démêler.

17                   Et donc, c'est ça. Il y a nécessité de  
18 considérer les nouvelles technologies telles que  
19 l'agrégation des charges et le stockage en tant  
20 qu'activités réglementées comme faisant partie  
21 justement du transport et de la distribution  
22 d'électricité.

23                   Prochaine diapo s'il vous plaît. Donc,  
24 Hydro-Québec a déjà demandé, par le passé, au  
25 gouvernement, de le dispenser d'avoir à faire des

1 appels d'offres, puis ce qui aurait pu s'appliquer  
2 à Hilo d'ailleurs, Hydro-Québec l'a fait, dans le  
3 temps de l'étude du projet de Loi 106, suite à la  
4 tentative d'utiliser Bécancour en période de  
5 pointe, sans passer par appel d'offres et bien,  
6 c'est ça, selon nous, bien le gouvernement n'a  
7 toujours pas donné suite à cette demande de  
8 dispense là d'Hydro-Québec.

9 Et donc, c'est ça, l'approvisionnement visé  
10 par Hilo constitue tout autant un approvisionnement  
11 extrapatrimonial additionnel en période de pointe  
12 hivernale aussi assujetti à la procédure d'appel  
13 d'offres prévue par l'article 74.1 de la LRÉ.

14 Et à ce sujet-là, je dirais que les membres  
15 du CQ3E et probablement des membres de l'AQPER  
16 aussi pourraient être intéressés à soumissionner de  
17 la puissance là-dedans. L'AQPER qui fait plus dans  
18 le stockage et donc qui pourrait contribuer dans le  
19 stockage, en termes de puissance à la pointe et les  
20 membres du CQ3E et les autres firmes d'ingénieurs  
21 et tout ça et je dirais même les entreprises de  
22 service énergétique qui garantissent les économies  
23 d'énergie, qui font des projets là, de ESE qu'on  
24 dit, là, des Escrows, eux autres aussi  
25 contribuait au programme GDP Affaires avec le

1 soixante-dix dollars du kilowatt (70 \$/KW).

2 Donc, il y en a un paquet d'entreprises au  
3 Québec qui pourraient soumissionner dans le cadre  
4 d'un appel d'offres en fonction de 74.1 qui  
5 pourraient soumissionner de la puissance.

6 Prochaine diapo, s'il vous plaît. Donc, un  
7 mot sur la valeur de l'agrégation des charges. Tant  
8 qu'à nous, c'est une valeur, l'agrégation des  
9 charges devient une valeur monétaire et stratégique  
10 plus importante que celle que la preuve d'Hydro-  
11 Québec laisse entrevoir.

12 Oui, pour Hydro-Québec Distribution, tout  
13 ce qui est en termes de gestion de la demande en  
14 puissance puis reprise après panne, ça en fait  
15 partie. Puis, bien pour le Transporteur et le  
16 Producteur aussi, ça aide à garantir la fiabilité  
17 du réseau et entre autres, là, en tant que réserve  
18 tournante et de réserve permanente.

19 Vous pouvez voir, sur la grille des tarifs  
20 de TransÉnergie, combien, puis j'ai mis dans notre  
21 preuve aussi, là combien ça vaut, finalement, la  
22 puissance en réserve tournante et en réserve  
23 permanente. Donc, autrement dit, au lieu de  
24 consacrer un barrage à la... en standby à la  
25 fiabilité du réseau, bien on pourrait simplement

1           juste utiliser cette centrale virtuelle là que  
2           représentent les charges agrégées et les chauffe-  
3           eau inclus, même l'été, là, je dirais ça en fait  
4           partie.

5                       Prochaine diapo. C'est la dernière, avant-  
6           dernière.

7                       Donc, c'est... Hilo, c'est le moyen, là,  
8           bien l'agrégation des charges dans ce cas-ci, avec  
9           le prix qu'Hydro-Québec s'est négocié, c'est le  
10          moyen de gestion de la puissance le plus  
11          dispendieux, comparativement aux autres options  
12          tarifaires et la priorité accordée à Hilo quant aux  
13          mesures privilégiées et au marché ciblé, au  
14          détriment des activités réglementées, ajoute à sa  
15          valeur marchande.

16                      Et donc, c'est vrai qu'Hydro-Québec, Hilo  
17          pourrait être vendue, privatisée, tout comme  
18          HydroSolution, à tout moment et ça, ça poserait des  
19          enjeux additionnels en plus quant à la  
20          confidentialité des informations personnelles de la  
21          clientèle. Si ça se retrouve, là, si Google achète  
22          ça ou n'importe qui achète Hilo demain matin, bien,  
23          écoutez, là, la Régie n'aura plus aucune ascendant  
24          dessus puis, bien c'est ça, il n'y aura pas moyen  
25          de garantir la confidentialité des informations

1           personnelles de la clientèle.

2                       Oups, ça fait presque'une heure. J'ai  
3           presque fini, terminé. La prochaine, s'il vous  
4           plaît. Donc, les recommandations du ROÉÉ. Que la  
5           Régie décide que la gestion de la demande en  
6           puissance dont l'agrégation des charges, constitue  
7           une activité réglementée, dont la responsabilité ne  
8           peut être transférée à une filiale qui échapperait  
9           à l'autorité de la Régie. La gestion de la demande  
10          en puissance dont l'agrégation des charges  
11          représente un approvisionnement en électricité  
12          assujetti aux dispositions de la Loi sur la Régie  
13          de l'énergie. Le prix consenti par Hydro-Québec  
14          pour le service d'agrégation des charges est  
15          excessif considérant la valeur des coûts évités  
16          mais les... moins les réserves applicables et qu'il  
17          devrait aussi considérer la valeur de l'agrégation  
18          des charges auprès d'Hydro-Québec dans ses  
19          activités de transport et de production à des fins  
20          de réserve.

21                      Dernière diapo s'il vous plaît. Compte tenu  
22          de ce qui précède, nous, on vous recommande de ne  
23          pas approuver le Plan d'approvisionnement 2020-2029  
24          tel que présenté par Hydro-Québec; qu'il y a des  
25          amendements qui sont nécessaires dont la

1 reconnaissance par Hydro-Québec qu'Hilo est une  
2 activité réglementée et une augmentation des cibles  
3 d'efficacité énergétique, donc d'économies  
4 d'énergie, et de gestion de la demande en  
5 puissance. Et on vous recommande aussi très  
6 certainement de maintenir la Phase 2 au dossier.  
7 C'est tout.

8 Me GABRIELLE CHAMPIGNY :

9 Merci beaucoup, Monsieur Finet, Monsieur Saulnier  
10 et Monsieur Schepper. Donc, c'est ce qui complète  
11 la présentation de la preuve du ROÉÉ. Puis les  
12 témoins sont disponibles pour les questions.

13 LE PRÉSIDENT :

14 D'accord. Alors, Maître Cadrin, est-ce qu'il y aura  
15 des questions de votre organisation? Ou Maître  
16 Carignan? Il ne semble pas que ce soit le cas.  
17 Maître Lanoix pour l'AQCIE?

18 Me SYLVAIN LANOIX :

19 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

20 LE PRÉSIDENT :

21 Merci. L'AQPER?

22 Me NICOLAS DUBÉ :

23 Pas de questions, Monsieur le Président.

24 LE PRÉSIDENT :

25 CQ3E?

1 Me PIERRE-OLIVIER CHARLEBOIS :

2 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

3 LE PRÉSIDENT :

4 FCEI?

5 Me MÉLINA CARDINAL-BRADETTE :

6 Je n'ai pas de questions. Merci.

7 LE PRÉSIDENT :

8 RNCREQ?

9 Me PRUNELLE THIBAUT-BÉDARD :

10 Pas de questions ici non plus. Merci.

11 LE PRÉSIDENT :

12 RTIEÉ?

13 Me DOMINIQUE NEUMAN :

14 Je n'ai pas de questions, Monsieur le Président.

15 LE PRÉSIDENT :

16 Merci beaucoup. Finalement UC?

17 Me HÉLÈNE SICARD :

18 Pas de questions, Monsieur le Président. Merci.

19 LE PRÉSIDENT :

20 Très bien. De la part du Distributeur?

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me SIMON TURMEL :

22 Oui, Monsieur le Président. En fait, j'aurai une  
23 seule question.

24 Q. **[90]** Peut-être si on pouvait aller à la page 37 de  
25 la présentation. En fait, j'essaie simplement de

1 concilier les deux premières recommandations. Ma  
2 compréhension à la première recommandation, quand  
3 vous dites :

4 La gestion de la demande en puissance  
5 [...] constitue une activité  
6 réglementée dont la responsabilité ne  
7 peut être transférée à une filiale qui  
8 échapperait à l'autorité de la Régie.

9 Êtes-vous d'accord avec moi que, pour que ça  
10 s'applique, donc, dans le fond, il ne pourrait pas  
11 y avoir aucun appel d'offres? Dès qu'il y aurait un  
12 appel d'offres, on échapperait à l'autorité de la  
13 Régie?

14 M. JEAN-PIERRE FINET :

15 R. Ce que je dis, c'est que, d'abord et avant tout,  
16 c'est une activité réglementée. Ça devrait être  
17 considéré comme une activité réglementée. Et si ça  
18 ne l'était pas considéré comme une activité  
19 réglementée, bien, ça devrait faire l'objet d'un  
20 appel d'offres.

21 Q. **[91]** Mais si c'est réglementé, il n'y a pas d'appel  
22 d'offres.

23 R. C'est ça.

24 Q. **[92]** C'est ce que je comprends de...

25 R. On peut le faire. Moi, si Hilo, c'est une filiale

1 interne réglementée, je n'ai pas de problème avec  
2 le reste pour le volet appel d'offres.

3 Q. **[93]** Parfait. Je vous remercie.

4 R. Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Merci.

7 Me MARILOU LEFRANÇOIS :

8 Je n'aurai pas de questions moi non plus. Merci.

9 Mme SYLVIE DURAND :

10 Non, pas de questions. Merci.

11 INTERROGÉS PAR LA FORMATION

12 Me LOUISE ROZON :

13 Q. **[94]** Bonjour aux membres du panel. Louise Rozon  
14 pour la formation. Juste, je ne suis pas certaine  
15 d'avoir bien saisi votre propos, Monsieur Finet.  
16 Est-ce que vous avez précisé que soixante-quinze  
17 pour cent (75 %) des participants au programme GDP  
18 Affaires faisaient affaire avec un agrégateur pour  
19 l'équivalent de vingt pour cent (20 %) de la  
20 contribution d'effacement?

21 M. JEAN-PIERRE FINET :

22 R. C'est-à-dire que... O.K. Avant le programme GDP  
23 Affaires, ça prenait un effacement d'au moins deux  
24 cents kilowatts (200 kW) pour pouvoir participer.  
25 Donc, ce que faisaient les agrégateurs, c'est

1 qu'ils ramassaient un paquet de petites écoles  
2 primaires, par exemple, dans le secteur  
3 institutionnel, et accumulaient les effacements  
4 pour atteindre le minimum, et donc allaient  
5 chercher le soixante-dix dollars du kilowatt  
6 (70 \$/kW) au programme de GDP Affaires à l'époque.

7 Maintenant, ils ne peuvent plus, vu que  
8 c'est un tarif, ils ne peuvent plus agréger ces  
9 charges-là. Mais Hydro-Québec a abaissé le seuil à  
10 quinze kilowatts (15 kW) pour que les entreprises,  
11 justement les petites écoles primaires comme ça  
12 puissent participer. Cependant, vous comprendrez  
13 que, par exemple, pour une commission scolaire qui  
14 a soixante-quinze (75) écoles ou qui... et donc  
15 c'est ça, de participer, un par un, ça risque  
16 d'être fastidieux.

17 Et donc, Hilo va arriver avec une solution  
18 clé en main qui va dire, moi je vais vous installer  
19 un système de gestion de l'énergie et je vais même  
20 vous rétribuer pour vos effacements, puis je  
21 m'occupe de tout. Bien, c'est certain que, pour  
22 cette clientèle-là qui faisait affaire dans GDP  
23 Affaires avec un agrégateur auparavant va être très  
24 tentée d'y aller, de poursuivre avec un agrégateur.  
25 Puis le seul agrégateur qui a le droit au Québec,

1 selon la proposition d'Hydro-Québec, ça serait  
2 Hilo. Et donc, il faut absolument s'attendre à ce  
3 qu'il y ait une migration de cette clientèle-là  
4 vers Hilo qui continue de faire affaire avec un  
5 agrégateur.

6 Q. **[95]** Mais je suis...

7 R. Oui, c'est à soixante-quinze pour cent (75 %) des  
8 participants qui se trouvent en bas... dont  
9 l'effacement est en bas de deux cents kilowatts  
10 (200 kW), et ils représentent vingt-deux pour cent  
11 (22 %) de la puissance qui doit être...

12 Q. **[96]** O.K. Donc, j'ai bien compris...

13 R. C'est ça.

14 Q. **[97]** ... qu'à l'époque, il y avait soixante-quinze  
15 pour cent (75 %) des participants qui faisaient  
16 affaire avec un agrégateur. Mais quand vous dites  
17 que le seul agrégateur autorisé, c'est Hilo, mais  
18 toutes les entreprises qui pourraient adhérer au  
19 tarif, à l'option qui... en fait qui est à l'étude  
20 actuellement pour le milieu des affaires, ils  
21 pourraient décider eux-mêmes de faire affaire avec  
22 un agrégateur sans passer par le Distributeur. Dans  
23 le fond, c'est plus le marché qui peut... Et eux  
24 paient l'agrégateur directement et non pas le  
25 Distributeur. C'est ce que je comprends que...

1 R. Oui.

2 Q. **[98]** ... que le marché va s'organiser lui-même.

3 C'est un peu le principe, je pense, qui s'allie à  
4 la difficulté que représentait un tarif pour un  
5 agrégateur?

6 R. C'est un peu incompatible si je peux vous  
7 soumettre. Dans le sens que, comme je vous dis,  
8 bien qu'ils puissent physiquement, chaque école, en  
9 autant qu'ils atteignent le quinze kilowatts  
10 (15 kW) minimum, là, participer au programme GDP  
11 Affaires. Dans le cadre d'une option tarifaire,  
12 Hydro-Québec ne peut faire affaire que directement  
13 avec le client. Donc, l'agrégateur serait un peu  
14 superflu dans ce cas-là. Il n'y a pas de valeur  
15 ajoutée.

16 Q. **[99]** En fait, il y a peut-être une valeur ajoutée  
17 pour les clients qui auraient besoin d'un support  
18 pour contribuer. Mais c'est plus théorique. Je  
19 voulais surtout clarifier votre affirmation.

20 R. Il n'y a pas de rôle pour l'agrégateur vraiment  
21 dans le cadre d'une option tarifaire GDP Affaires.  
22 Oui, il pourrait ramasser des bâtiments. Mais dans  
23 quel but, t'sais. On peut ... quand on a un  
24 effacement de quinze kilowatts (15 kW) participer  
25 directement. Je ne vois pas la valeur ajoutée de

1 l'agrégateur dans ce cas-là.

2 Q. **[100]** O.K. Bien, je vous remercie. Je n'aurai pas  
3 d'autres questions. Merci beaucoup.

4 R. Merci.

5 LE PRÉSIDENT :

6 Q. **[101]** Juste une question. Dans vos recommandations,  
7 vous indiquez qu'on devrait augmenter les cibles de  
8 GDP. Peut-être juste me rafraîchir la mémoire. Est-  
9 ce que c'est précisé quelque part dans votre preuve  
10 de quel montant les cibles devraient être  
11 augmentées par moyen de GDP?

12 R. Non, c'était simplement par principe que, comme je  
13 vous disais, le potentiel technico-économique a été  
14 établi sur une base du coût évité en fourniture  
15 seulement. Que quand on fait de l'agrégation des  
16 charges, il serait justifié de prendre en compte  
17 aussi la valeur des coûts évités en transport et en  
18 distribution. Ce qui ferait en sorte que le  
19 potentiel technico-économique serait beaucoup plus  
20 grand, de un. Et de deux, ce potentiel-là néglige  
21 tous les chauffe-eau dans le parc existant de  
22 chauffe-eau. Donc, si on considère juste ces deux  
23 aspects-là, bien, le potentiel réalisable de la  
24 gestion de la demande en puissance est beaucoup  
25 plus grand que se laisse entendre Hydro-Québec.

1 Q. **[102]** Très bien. Merci. Il n'y aura pas d'autres  
2 questions.

3 R. Merci beaucoup.

4 LE PRÉSIDENT :

5 Alors, ça mettrait un terme à notre séance de  
6 travail aujourd'hui. Merci aux témoins qui sont  
7 libérés. Et on se revoit tous demain matin huit  
8 heures trente (8 h 30).

9 AJOURNEMENT

10

11

12 SERMENT D'OFFICE :

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

19

20 ET J'AI SIGNE:

21

22

23

---

Sténographe officiel. 200569-7